

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 ЛИМПИЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧАЯ. ЗАЩИТА  
АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ДВИГАТЕЛЕЙ  
НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4 КВ  
тема

Руководитель \_\_\_\_\_

канд. техн. наук, и.о.

заведующий кафедрой ГГЭЭС

Саяно-Шушенского филиала СФУ А.А. Ачитаев

подпись, дата

должность

инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_

подпись, дата

Д.А. Шутов  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Лимпийской ГЭС на реке Чая. Защита асинхронных электрических двигателей напряжением 0,4 кВ».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Лимпийской ГЭС .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Общие сведения .....	10
1.1 Природные условия .....	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.2 Гидрологические данные .....	11
1.1.3 Сейсмологические условия.....	12
1.1.4 Инженерно-геологические условия .....	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	12
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла .....	12
2 Водно-энергетические расчёты .....	13
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока .....	13
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	14
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	14
2.4 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями .....	15
2.5 Определение типа регулирования ГЭС .....	16
2.6 Водно-энергетический расчёт ГЭС годового регулирования при заданной отдаче воды в нижний бьеф .....	16
2.7 Баланс энергии .....	17
2.8 Водно-энергетический расчёт в маловодном году.....	17
2.9 Определение рабочих мощностей.....	18
2.10 Определение установленной мощности ГЭС. Расчёт резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования .....	19
2.11 Баланс мощностей .....	21
2.12 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году .....	21
2.13 Построение режимного поля .....	21
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	23
3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам.....	23
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины .....	23
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса .....	23
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	25
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	26
3.4 Гидромеханический расчёт металлической спиральной камеры с круглым сечением и полным углом охвата .....	27
3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины.....	28
3.5.1 Расчёт вала на прочность .....	28
3.5.2 Расчёт подшипника.....	29
3.5.3 Выбор типа маслonaпорной установки .....	30
3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора .....	30

4	Электрическая часть .....	31
4.1	Выбор структурной схемы ГЭС .....	31
4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	31
4.2.1	Выбор синхронных генераторов .....	31
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком.....	31
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком.....	32
4.2.4	Выбор трансформатора собственных нужд .....	33
4.3	Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ .....	33
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР.....	34
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения.....	36
4.6	Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов .....	36
4.6.1	Расчёт исходных данных .....	36
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin» .....	37
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов .....	37
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ.....	38
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей .....	38
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	38
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети .....	38
4.9	Выбор параметров КРУЭ .....	39
5	Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем.....	40
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	40
5.2	Перечень защит основного оборудования .....	40
5.3	Расчёт номинальных токов .....	41
5.4	Описание защит и расчёт их уставок.....	42
5.4.1	Продольная дифференциальная защита .....	42
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	44
5.4.3	Защита от повышения напряжения.....	46
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий .....	46
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок.....	49
5.4.6	Дистанционная защита генератора .....	50
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	53
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор .....	53
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит .....	54
6	Компоновка сооружения и гидроузла.....	55
6.1	Назначение класса ГТС .....	55
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта .....	55
6.2.1	Определение отметки гребня плотины.....	55
6.2.1.1	Грунтовая плотина.....	55

6.2.1.2	Бетонная плотина.....	57
6.2.2	Гидравлические расчёты.....	57
6.2.2.1	Определение ширины водосливного фронта.....	57
6.2.2.2	Определение отметки гребня водослива.....	58
6.2.2.3	Проверка пропуска поверочного расчётного расхода.....	59
6.2.2.4	Построение профиля водосливной грани.....	61
6.2.2.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	61
6.2.2.6	Расчёт водобойного колодца.....	62
6.2.3	Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы.....	63
6.3	Конструирование плотины.....	64
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины.....	64
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	64
6.3.3	Быки.....	64
6.3.4	Устой.....	65
6.3.5	Дренаж тела бетонных плотин.....	65
6.3.6	Галереи в теле плотины.....	65
6.4	Основные элементы плотины.....	66
6.4.1	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины.....	66
6.4.1.1	Противофильтрационная завеса.....	66
6.4.1.2	Дренажные устройства в основании.....	66
6.5	Обоснование безопасности и надёжности бетонной плотины.....	67
6.5.1	Определение основных нагрузок на плотину.....	67
6.5.1.1	Вес сооружения и затворов.....	67
6.5.1.2	Сила гидростатического давления воды.....	68
6.5.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	68
6.5.1.4	Сила фильтрационного давления.....	69
6.5.1.5	Давление грунта.....	69
6.5.1.6	Волновое давление.....	70
6.5.2	Оценка прочности плотины.....	71
6.5.3	Критерии прочности плотины и её основания.....	73
6.5.4	Обоснование устойчивости плотины.....	74
7	Мероприятия по охране окружающей среды.....	75
7.1	Общие сведения о районе строительства.....	75
7.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	76
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	78
7.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	79
7.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	80
8	Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда.....	82
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	82
8.2	Пожарная безопасность.....	83
8.3	Охрана труда.....	84

9	Технико-экономические показатели.....	87
9.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	87
9.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии.....	87
9.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	87
9.1.3	Налоговые расходы.....	88
9.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	89
9.3	Анализ денежных потоков.....	89
9.4	Оценка инвестиционного проекта.....	89
9.4.1	Методология, исходные данные.....	90
9.4.2	Коммерческая эффективность.....	90
9.4.3	Бюджетная эффективность.....	91
10	Защита асинхронных электрических двигателей напряжением 0,4 кВ.....	92
10.1	Требования, предъявляемые к устройствам защиты электрических двигателей напряжением питания 0,4 кВ.....	92
10.2	Защита электрических двигателей плавкими предохранителями.....	100
10.3	Защита асинхронных двигателей автоматическим выключателем.....	101
10.3.1	Общие сведения.....	101
10.3.2	Выбор параметров срабатывания (уставок) автоматических выключателей защиты электродвигателей.....	103
10.4	Микроэлектронные микропроцессорные защиты электродвигателей..	106
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	109
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	111
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Общие сведения.....	115
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Водно-энергетические расчёты.....	120
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Основное и вспомогательное оборудование.....	141
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Электрическая часть.....	146
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем.....	151
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Компонировка сооружения и гидроузла.....	158
	ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. Технико-экономические показатели.....	160

## Сокращенный паспорт Лимпийской ГЭС

1. Наименование реки.....Чая.
2. Местонахождение ГЭС.....Иркутская область.
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний.....389 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин.....1220 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,01%.....2746 м<sup>3</sup>/с;  
0,1%..... 2518 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный.....75 м<sup>3</sup>/с.
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока.....годовой;
  - б) отметка: НПУ.....490,00;  
ФПУ..... 491,00;  
УМО.....478,20;
  - в) объём: полный.....15,65 км<sup>3</sup>;  
полезный.....3,87 км<sup>3</sup>.
6. Напор ГЭС:
  - а) максимальный.....109,5 м;
  - б) расчётный..... 104,0 м;
  - в) минимальный..... 96,7 м.
7. Энергетические характеристики:
  - а) установленная мощность.....460 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии.....2,48 млрд. кВт · ч;
  - в) число часов использования установленной мощности.....5391 час.
8. Плотина (общая длина/максимальная высота):
  - а) правобережная грунтовая плотина.....358,2 м/116,0 м;
  - б) станционная часть.....110,0 м/116,0 м;
  - в) левобережная грунтовая плотина.....840,5 м.
9. Водобросные сооружения:
  - а) тип..... водобойный колодец;
  - б) число и размер пролётов.....5 по 12 м;
  - в) общая длина.....120,5 м;
  - г) максимальная высота.....116,0 м.
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания.....приплотинный;
  - б) число агрегатов.....3;
  - в) грунт в основании.....гранит;
  - г) тип спиральной камеры.....металлическая круглого сечения;
  - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая.
11. Основное оборудование:
  - а) тип турбины..... РО115-В-400;
  - б) тип генератора.....СВ-850/90-28 УХЛ4;

- в) полная мощность генератора.....180,3 МВ·А;
- г) активная мощность генератора.....153,3 МВт;
- д) частота вращения.....214,3 об./мин.;
- е) тип трансформаторов.....ТДЦ-200000/220-У1.

12. Техничко-экономические показатели:

- а) срок окупаемости.....141 мес.;
- б) себестоимость.....0,25 руб./кВт·ч;
- в) удельные капиталовложения.....79705 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.

Иркутская 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 43% 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 использован не с максимальной эффективностью и выжимкой.

Все это способствует созданию на территории области 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 Лимпийской ГЭС на реке Чая. В состав проекта входит: определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного оборудования, расчет гидротехнических сооружений, расчет защит гидрогенератора, экономическое обоснование строительства Лимпийской ГЭС.

## **1 Общие сведения**

### **1.1 Природные условия**

#### **1.1.1 Климат**

Климат в районе строительства гидроузла резко-континентальный. Средние температуры холодного периода года варьируют от -5 до -40 °С, а теплого от 10 до 35 °С. Среднее выпадение осадков около 450 мм в год. После постройки Иркутской ГЭС (площадь 185 км<sup>2</sup>), а позднее других гидроэлектростанций Ангарского каскада, климат в городе и окрестностях стал менее континентальным. Понизились температуры летнего периода, а зимы стали характеризоваться повышенными температурами относительно периода до постройки гидроэлектростанций.

Зима – очень холодная и малоснежная. Бывает, что устанавливается холод до -45 °С (2001). Вся зима 2013 – 2014 была очень аномальной. Средняя температура ноября этого года составила -2,8 °С, до рекорда декабря не хватило лишь 0,7 градусов. А вот месячные рекорды температуры были побиты и в ноябре, и в декабре. К концу декабря устойчивость тепла прошла, что позволило проникнуть более холодному воздуху, и 7 января 2014 воздух охладился до -30 °С. Однако в начале февраля тепло перестало господствовать, и такой холод держался до второй декады марта. Ко второй декаде снова пришло тепло, и столбики термометров поднимались до +15 ... +20 °С, а апрель и вовсе стал рекордным. Также стоит отметить январь 2016, январь-февраль 2002, марты 2014 – 2017, январь 2017. Были и противоположные рекорды – например, в октябре 2016 средняя температура месяца составила -3, что холоднее ноября 2013. В этом месяце стояла зимняя погода, постоянный снежный покров установился в начале месяца. Грозы зимой тоже возможны – например, в 2013.

Весна в Иркутске наступает в первой половине марта, снежный покров сходит обычно к началу апреля. Сроки наступления весны тоже сильно варьируют от года к году, к примеру в 2014 году весна наступила в середине марта, а в холодные же года наступление весны может затянуться до 2 – 3 декады апреля и даже до начала мая. Это время отличается значительными колебаниями дневной и ночной температуры — в начале весны ночная температура может опускаться до -20 ... -25 °С, а днём подниматься до нулевой отметки, в мае днём могут быть вполне летние температуры (+20 ... +25 °С и выше), которые сменяются ночными заморозками. Листья распускаются в среднем в конце апреля-начале мая.

В среднем лето наступает во 2 декаде июня, его сроки наступления и температура также сильно варьируют от года к году – в тёплые года климатическое лето в городе может наступить во второй половине мая, в холодные же года его наступление затягивается до июля. Средняя температура летних месяцев варьирует от +13 до +20 °С, самый тёплый из них – июль. Днём температуры воздуха поднимаются до +25 ... +30 °С, часты периоды жары с температурой воздуха до +35 °С и выше. Ночью столбик термометра опускается

до +10 ... +15 °С, иногда доходит до +20 °С. В холодные года днём редко бывает теплее +20...+23 °С, в тёплые же палящий зной может достигать почти +40 °С. В июле часто случаются проливные дожди и грозы. Длительность летнего сезона в городе довольно коротка в связи с отдалением города от Гольфстрима и резко континентальным климатом, и составляет в среднем 2,5 месяца.

Осень в Иркутске наступает в последних числах августа, когда средние температуры становятся ниже +15 °С. Первые заморозки случаются в начале сентября, снег выпадает в октябре-ноябре. В это время также случаются возвраты тепла, т. н. «бабье лето». Сентябрь является довольно тёплым осенним месяцем – столбик термометра поднимается днём до +20 ... +25 °С и выше, но жара бывает редко, и в основном в тёплые года в первой половине месяца, ночью столбик термометра опускается до +5, иногда +10 °С, имеют место заморозки, которые становятся регулярными со второй половины месяца. Октябрь является более холодным – днём температура поднимается до +10 ... +15 °С, иногда до +20 °С, ночью опускается ниже нуля, во второй половине месяца возможно образование временного снежного покрова, иногда в холодные года он бывает постоянным. Переход среднесуточной температуры через 0 °С наступает во второй половине месяца. Ноябрь в Иркутске является зимним месяцем со среднесуточной температурой около -5 °С, однако в отдельные годы он вполне может быть и осенним месяцем с околонулевой температурой воздуха.

### 1.1.2 Гидрологические данные

Питание реки преимущественно дождевое. Водный режима близок к дальневосточному типу. Весеннее половодье хорошо выражено, но основной сток формируется преимущественно летом (в июне), когда проходят летние паводки сопоставимые по объёму стока с половодьем.

Зимняя межень устойчива, продолжается с ноября по апрель (более 200 суток). Средняя мутность воды не превышает 50 г/м<sup>3</sup>. Минерализация воды в период максимального стока меньше 50 мг/л. По химическому составу речная вода относится к гидрокарбонатному классу и кальциевой группе.

Средний расход в реке составляет 389 м<sup>3</sup>/с. Половодье продолжается с начала мая до конца сентября. Гидрологический ряд р. Чая с 1936 по 1996 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 нормативными картами ОСР-2016-С Иркутская область относится к группе регионов, которые имеют прогнозируемую сейсмическую интенсивность воздействий 8 – 9 баллов и ниже. Створ для проектирования Лимпийской ГЭС на карте сейсмичности ОСР-2016-С расположен в 8-и бальной зоне сейсмичности.

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

Берёт начало с Ангарского кряжа, течёт в глубокой долине, извилиста. Ангарский кряж – горный кряж в Иркутской области России.

Протягивается в юго-восточной части Среднесибирского плоскогорья от предгорий Восточного Саяна на северо-востоке до бассейна Нижней Тунгуски.

Протяжённость составляет около 800 км, высота – до 1022 м. Кряж состоит из нескольких параллельных гряд с выровненными междуречьями, сложен нижнепалеозойскими карбонатными и терригенными отложениями, пластовыми интрузиями траппов. При пересечении траппов река Ангара и её притоки образуют крупные пороги.

На северо-востоке кряжа произрастает лиственничная тайга, на юго-западе – сосновые леса с массивами пихтово-кедровой тайги. Имеются месторождения железной руды.

Тип грунта основания створа Лимпийской ГЭС: скальный (гранит).

Удельный вес грунта: 25,5 кН/м<sup>3</sup>.

Сцепление:  $c = 70$  кПа.

Угол внутреннего трения:  $\varphi = 36,5^\circ$ .

Пористость:  $n = 0,5$ .

## **1.2 Энергоэкономическая характеристика района**

Район строительства Селемджанского гидроузла (ГУ) расположен в зоне ОДУ Сибири, Иркутское 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 8% от рабочей мощности, нагрузочный – 1,3%.

## **1.3 Аналоги проектируемого гидроузла**

В качестве аналогов рассмотрены следующие станции:

- ГЭС – аналог по гидромеханическому и турбинному оборудованию: Богучанская ГЭС, Саяно-Шушенская ГЭС;

- ГЭС – аналог по типу плотины и водосбросных сооружений: Бурейская ГЭС, Красноярская 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%: 1950 и 1960 годы. Затем вычислено значение расхода для 50% обеспеченности.

В данном случае, среднеполоводное значение для 50% обеспеченности 928 м<sup>3</sup>/с – базовое значение. Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности 331 м<sup>3</sup>/с.

Вычислены коэффициенты приведения для 1960 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1960}} = \frac{887}{928} = 0,96. \quad (2.2)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1960}} = \frac{338}{331} = 1,02. \quad (2.3)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1960 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. Результаты расчётов приведены в таблице Б.2.

Выбор расчётного маловодного года ( $P = 90\%$ ). По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1993 г.

Базовое значение по половодью для 90% обеспеченности равно 548 м<sup>3</sup>/с.

Базовое значение по межени для 90% обеспеченности равно 356 м<sup>3</sup>/с.

Вычислены коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых лет:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 90\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1993}} = \frac{594}{548} = 1,08. \quad (2.4)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 90\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1993}} = \frac{311}{356} = 0,87. \quad (2.5)$$

Так как коэффициенты половодья и межени имеют одинаковый характер, то есть понижающие, то корректировку и приведение расходов делать не нужно. Результаты расчётов приведены в таблице Б.3.

Для наглядности в таблице Б.4 приведено сравнение расходов среднегодового 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:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos \alpha, \quad (2.6)$$

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

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

$$a, b = \frac{P_{\text{зима}}^{max} \pm P_{\text{лето}}^{max}}{2}. \quad (2.7)$$

$$a, b = \frac{P'_{зима} \pm P'_{лето}}{2}. \quad (2.8)$$

$$\alpha = |30^\circ t - 15^\circ| \cdot \pi / 180^\circ. \quad (2.9)$$

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

#### 2.4 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями

В данном случае, часть графика нагрузки энергосистемы покрывается Существующими ГЭС, данные по которым 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 Существующих ГЭС для января–декабря равна:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.год.}}}{365} \cdot 1,2. \quad (2.10)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{48300}{365} \cdot 1,2 = 159 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Для оставшихся месяцев среднесуточная выработка рассчитывается аналогичным образом. Эта выработка задаётся по оси энергий. По оси мощностей катет равен установленной мощности станций  $N_{\text{уст}} = 8997 \text{ МВт}$ .

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

$$N_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}}}{24} \cdot 1000. \quad (2.11)$$

$$N_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{159}{24} \cdot 1000 = 6616 \text{ МВт.}$$

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  $\beta$ :

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}}, \quad (2.12)$$

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  $V_{\text{полезный}} = 1,67 \text{ км}^3$ .

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}} = \frac{V_{\text{полезный}}}{Q_{\text{ср.мнгл.}} \cdot t_{\text{с.год}}} = \frac{1,67 \cdot 10^9}{129 \cdot 31536000} = 0,41.$$

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:

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.13)$$

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  $Z_{\text{НБ}} = f(Q)$ ;

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

Тогда бытовая мощность рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{быт.}} = k_N Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.14)$$

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.

$$N_{\text{ВХК}} = k_N Q_{\text{ВХК}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.15)$$

где  $Q_{\text{ВХК}}$  – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса.

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:  $N_{\text{изб.}} = -72$  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:

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{шл.}} - Q_{\text{исп.}} - Q_{\text{фильт.}} - Q_{\text{лёд.}} \quad (2.16)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол.быт.}} + Q_{\text{водохр.}} - Q_{\text{х.сб.}} \quad (2.17)$$

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{х.сб.}} + Q_{\text{шл.}} + Q_{\text{фильт.}} \quad (2.18)$$

$$\Delta V = \frac{Q_{\text{водохр.}} \cdot t_{\text{с/мес.}}}{10^9} \quad (2.19)$$

$$V_{\text{кон.}} = V_{\text{нач.}} - \Delta V. \quad (2.20)$$

$$Z_{\text{ВБ ср.}} = \frac{Z_{\text{ВБ}}^{\text{нач.}} + Z_{\text{ВБ}}^{\text{кон.}}}{2} \quad (2.21)$$

$$H = Z_{\text{ВБ ср.}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h. \quad (2.22)$$

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N Q_{\text{ГЭС}} H. \quad (2.23)$$

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 попуска в нижний бьеф. Это означает, что часть мощности гидроэлектростанция обязана отдавать в базовом режиме.

Рабочая мощность равна:

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

Расчёт базовой мощности производится по формуле:

$$N_{\text{баз.}} = k_N Q_{\text{с.п.}} H, \quad (2.25)$$

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:

$$\mathcal{E}_{\text{баз.}} = N_{\text{баз.}} \cdot 24. \quad (2.26)$$

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:

$$\mathcal{E}_{\text{гар.}} = N_{\text{гар.}} \cdot 24. \quad (2.27)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}_{\text{пик.}} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{баз.}} \quad (2.28)$$

Имея горизонтальный катет, вписываемого в пик-полулик 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 1,2 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:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{дубл.}}^{\text{ГЭС}}. \quad (2.29)$$

При составлении баланса мощностей учитывается следующее: аварийный резерв составляет 8% от максимальной мощности энергосистемы. Нагрузочный резерв – 1,3% от максимальной мощности энергосистемы. Ввиду того, что дублирующая мощность отсутствует, установленную мощность проектируемой ГЭС представлена в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}}. \quad (2.30)$$

Нагрузочный резерв необходимый энергосистеме в целом для января:

$$P_{\text{нагр.ЭС}} = P_{\text{maxЭС}} \cdot 0,01 = 10772 \cdot 0,01 = 108 \text{ МВт.} \quad (2.31)$$

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

$$P_{\text{нагр.проект.ГЭС}} = 3 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{нагр.сущ.ГЭС}} = 55 \text{ МВт.}$$

Оставшаяся часть резерва распределена на ТЭС:

$$P_{\text{нагр.сущ.ТЭС}} = 31 \text{ МВт.}$$

Аварийный резерв для января:

$$P_{\text{авар.ЭС}} = P_{\text{maxЭС}} \cdot 0,1 = 10772 \cdot 0,1 = 1077 \text{ МВт.} \quad (2.32)$$

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:

$$F_{\text{рем.сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.сущ.ГЭС}}^I}{6} = \frac{274}{6} = 46 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.33)$$

$$F_{\text{рем.проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.проект.ГЭС}}^I}{6} = \frac{5463}{6} = 455 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.34)$$

$$F_{\text{рем.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.ТЭС}}^I}{6} = \frac{3128}{6} = 522 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.35)$$

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

После расчёта резервов необходимо определена установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 390 + 70 = 460 \text{ МВт.}$$

## 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.14, 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 представлены в таблице Б.16;
- 2) работа ГЭС по отметкам сработки расчётного маловодного года, данные представлены в таблице Б.17.

При работе ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году выработка электроэнергии составила  $\mathcal{E} = 365$  млн. кВт · ч. При работе ГЭС по отметкам сработки расчётного маловодного года годовая выработка электроэнергии составила  $\mathcal{E} = 362$  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 ( $\mathcal{E} = 365$  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.

$$N_{\text{ГЭС}}(Q_{\text{ГЭС}}) = z_{\text{вб}}(V_{\text{сраб}}) - z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) - \Delta h. \quad (2.36)$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

$$N_{\text{уст,расч}} = k_N \cdot N_{\text{ГЭС}} \cdot Q_{\text{ГЭС}}. \quad (2.37)$$

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{\max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}}, \quad (2.38)$$

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

Ограничение по минимальному расходу  $Q_{min} = Q_{сан\ п-к} = 20 \text{ м}^3/\text{с}$ .

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.15.

Из режимного поля определено:

- максимальный напор  $H_{max} = 109,5$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

- расчётный напор  $H_{расч} = 104,0$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор  $H_{min} = 96,7$  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 следующий тип гидротурбин: РО115-В. Параметры моделей этой гидротурбины 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:

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

где  $Q'_{\text{р}}$  – приведённый расход в расчётной точке;

$\eta_t$  – КПД натурной турбины;

$\eta_r$  – КПД генератора, принимаем  $\eta_r = 0,97$ .

КПД натурной турбины:

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

где  $\eta_m$  – КПД модельной турбины;

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

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

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчётный напор натурной гидротурбины;

$v_n, v_{\text{мод}}$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;  $v_n$  при средней температуре воды в году  $10^\circ\text{C}$  составляет  $1,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ ;

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

Количество агрегатов:

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

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

$N_{\text{агр}}$  - 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 таблице В.2

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;

$\sigma$  – 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 и  $H_{расч}$ ;
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.3. В результате расчётов к установке принята гидротурбина РО115-В-400.

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

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 374,34 \text{ м.}$$

### 3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{н}} = \frac{N_{\text{агр}}}{\cos \varphi} = \frac{153,3}{0,85} = 180,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.16)$$

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

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2f \cdot 60}{n_{\text{синх}}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{214,3} = 28. \quad (3.17)$$

Расчётная мощность:

$$S_{\text{р}} = k S_{\text{н}} = 1,07 \cdot 180,4 = 191,17 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.18)$$

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

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_{\text{н}}}{2p} = \frac{180,4}{28} = 6,44 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.19)$$

Полюсное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 6,44^{0,239} = 0,7 \text{ м}, \quad (3.20)$$

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:

$$D_i = \frac{\tau \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,7 \cdot 28}{3,14} = 6,24. \quad (3.21)$$

Предельная окружная скорость:

$$\vartheta_{\text{пр}} = \frac{\pi D_i k_{\text{разг}} n_{\text{синх}}}{60} = \frac{3,14 \cdot 6,24 \cdot 2 \cdot 214,3}{60} = 139,96 \text{ м/с}, \quad (3.22)$$

где  $k_{\text{разг}} = 2$ .

Предельная скорость не превышает допустимую  $\vartheta = 190 \text{ м/с}$  для генераторов кажущейся мощности  $S \leq 210 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ , поэтому принято данное значение диаметра ротора. Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^* y} = \frac{8,9}{6,44^{0,105}} = 4,2, \quad (3.23)$$

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

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_s}{D_i^2} = \frac{30 C_a S_p}{\pi n_{\text{синх}} D_i^2} = \frac{30 \cdot 4,2 \cdot 191,17}{3,14 \cdot 214,3 \cdot 6,24^2} = 0,9 \text{ м}. \quad (3.24)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому принимается ближайшее значение  $l_a = 0,9 \text{ м}$ .

Конструктивное исполнение генератора уточняется отношением:

$$\frac{D_i}{l_a} = \frac{6,24}{0,9} = 6,93 \text{ м}. \quad (3.25)$$

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

Общая масса генератора приближённо:

$$G_{\text{ген}} = \psi D_i l_a = 47 \cdot 6,24 \cdot 0,9 = 264 \text{ т}, \quad (3.26)$$

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

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

$$G_{\text{рот}} = 0,55 G_{\text{ген}} = 0,55 \cdot 264 = 145 \text{ т}. \quad (3.27)$$

Тогда, маркировка генератора: СВ-710/90-28.

Таким образом, параметры нового генератора рассчитаны приближённо и результаты расчёта представлены в таблице В.4.

### 3.4 Гидромеханический расчёт металлической спиральной камеры с круглым сечением и полным углом охвата

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане.

Металлические спиральные камеры имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат.

Скорость во входном сечении спиральной камеры принимается по графику:

$$v_{\text{ср}} = 8,92 \text{ м/с.} \quad (3.28)$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{\text{вх}} = Q_{\text{р}} \frac{\varphi}{360^\circ} = 156,5 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.29)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{ср}}} = 17,55 \text{ м}^2. \quad (3.30)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = 2,36 \text{ м.} \quad (3.31)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{r_{\text{вх}}^2 - \frac{H_1^2}{2}} = 5,35 \text{ м.} \quad (3.32)$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов  $\varphi_i$  через  $\Delta\varphi = 16^\circ$ , рассчитаны все значения спиральной камеры. Результаты расчёта для всех значений представлены в таблице В.5.

Для остальных значений  $\varphi$  построена плавная зависимости по уже имеющимся координатам  $R$  и  $\varphi$  до координаты  $(\varphi = 0, R = \frac{8,13}{2})$ . Кривая представлена на рисунке В.1. Пользуясь шагом  $\Delta\varphi = 16^\circ$  сняты значения  $R$  в зависимости от угла  $\varphi$ . Результаты расчёта для остальных вариантов угла  $\varphi$  представлены в таблице В.6.

### 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:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{\tau_{доп}}\right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{6,97}{30}\right)^{0,33} = 1000 \text{ мм}, \quad (3.33)$$

где  $\tau_{доп} = 30$  МПа.

Крутящий момент определяется по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 153300}{214,3} = 6,97. \quad (3.34)$$

Окончательное значение наружного диаметра вала  $D_B = 1000$  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:

$$R_{рад} = \frac{0,8N}{n_{синх}D_1} = \frac{0,8 \cdot 153300}{214,3 \cdot 4,0} = 143,07 \text{ кН}. \quad (3.35)$$

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

$$d_{п} = D_B + 20 = 1000 + 20 = 1020 \text{ мм}. \quad (3.36)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п}h_{п}} = \frac{143,07}{1,02 \cdot 0,4} = 350,66 \text{ кПа} \leq [p_{уд}] = 29U = 663,48 \text{ кПа}, \quad (3.37)$$

где  $h_{п} = 400$  мм;

$$U = \frac{\pi n_{синх} d_{п}}{30} = \frac{3,14 \cdot 214,3 \cdot 1,02}{30} = 22,88 \text{ м/с}. \quad (3.38)$$

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:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{143,07}{1+2 \cos 45 + 2 \cos 90} = 56,12 \text{ кН}, \quad (3.39)$$

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

Удельная нагрузка на сегмент рассчитывается по следующей формуле:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_1}{l_{\text{сегм}} h_{\text{п}}} = \frac{56,12}{0,43 \cdot 0,4} = 322,53 \text{ кПа} \leq [p_{\text{уд}}] = 50U = 1144 \text{ кПа}, \quad (3.40)$$

где  $l_{\text{сегм}} = \frac{0,9\pi d_{\text{п}}}{z_{\text{сегм}}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 1,02}{8} = 0,36 \text{ м}$ .

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  $H = 115,0 \text{ м}$  и диаметра  $D_1 = 4,0 \text{ м}$ : МНУ 10/1-40-12,5-2, где 10 – объём гидроаккумулятора  $\text{м}^3$ ;

1 – количество гидроаккумуляторов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 МПа;

12,5 – вместительность сливного бака,  $\text{м}^3$ ;

2 – количество насосов.

### 3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора

По таблице [6, с. 103] определён тип ЭГР. Для радиально-осевой турбины принят: ЭГР-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 рисунке Г.1.

### 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-710/90-28. Данные генератора представлены в таблице Г.1.

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

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = \frac{153,3 - 0,01 \cdot 153,3}{0,85} = 178,55 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.1)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-200000/220-У1 марки ООО «Тольяттинский Трансформатор». Данные трансформатора представлены в таблице Г.2.

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов;

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

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

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,130 \cdot 8728,5 = 1134,71 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

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

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,660}{1} \cdot \left( \frac{178,55}{200} \right)^2 \cdot 2405 = 1265,22 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Издержки на потери ЭЭ определяются следующим образом:

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

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

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

$$И_{(1)} = 1134,71 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 1265,22 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 18,20 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$И_1 = n \cdot И_{(1)} = 3 \cdot 18,20 = 54,59 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.7)$$

где  $n = 3$  – количество блоков.

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

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{T ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{T}}} = 2 \cdot \frac{153,3 - 0,01 \cdot 153,3}{0,85} = 357,10 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$



На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-400000/220-У1 марки ООО «Тольяттинский Трансформатор». Данные трансформатора представлены в таблице Г.3.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,130 \cdot 8442 = 1136,46 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.9)$$

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

Нагрузочные потери в трансформаторе (4.5):

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,880}{1} \cdot \left( \frac{357,10}{400} \right)^2 \cdot 2405 = 1686,97 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Издержки на потери ЭЭ (4.6):

$$И_{(1)} = \Delta W_{xx} \cdot \beta_1 + \Delta W_H \cdot \beta_2 = 2797,44 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 1686,97 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 31,97 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$И_2 = И_{(1)} + И_{(1)}^1 = 31,97 + 18,20 = 50,16 \text{ тыс. руб./год.} \quad (4.10)$$

#### 4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд

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

Мощность трансформатора СН:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot n_T \cdot \frac{P_{T \text{ ном}}}{\cos \varphi_T} = 0,01 \cdot 3 \cdot \frac{153,3}{0,85} = 5,41 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.11)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

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

Выбран трансформатор собственных нужд ТСЗ-5500/15,75. Данные трансформатора представлены в таблице Г.4.

### 4.3 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ

Число отходящих линий:

$$n = \frac{(S_T \cdot n_T - S_{\text{сн}}) \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{\text{нат}}} + 1 = \frac{(180,35 \cdot 3 - 5,41) \cdot 0,85}{1,2 \cdot 135} + 1 = 3,98 \approx 4, \quad (4.13)$$

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:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{459,9 - 4,60}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 331,90 \text{ А.} \quad (4.14)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_T \cdot \alpha_i = 331,90 \cdot 1 \cdot 1,05 = 348,50 \text{ А,} \quad (4.15)$$

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:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{348,50}{1,1} = 316,82 \text{ мм}^2, \quad (4.16)$$

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

Выбран провод АС-400/51, допустимый продолжительный ток которого 825 А, удельное индуктивное сопротивление на 100 км  $x_0 = 42$  Ом, удельное активное сопротивление на 100 км  $r_0 = 7,5$  Ом, проводимость  $b_0 = 2,7 \cdot 10^{-4}$  См, число проводов в фазе  $n_{\text{п}} = 1$ .

Проверка провода по нагреву при перегрузке:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{459,9 - 4,60}{(4-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 398,29 \text{ А.} \quad (4.17)$$

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

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками рассчитываются по следующей формуле:

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

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;  
 $t = 6$  – количество ячеек КРУЭ;  
 $K_{\text{КРУЭ}}$  – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_1 = 3 \cdot 711000 + 3 \cdot 70200 + 6 \cdot 106800 = 2984400 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупнёнными блоками рассчитываются по следующей формуле:

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

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;  
 $t = 5$  – количество ячеек КРУЭ;  
 $K_{\text{КРУЭ}}$  – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_2 = 2 \cdot 1368000 + 3 \cdot 70200 + 5 \cdot 106800 = 3480600 \text{ тыс. руб.}$$

Приведённые затраты для схемы с одиночными блоками:

$$З_1 = E \cdot K_1 + И_1 = 0,15 \cdot 2984400 + 54,59 = 447714,59 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.20)$$

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

Приведённые затраты для схемы с укрупнёнными блоками:

$$З_2 = E \cdot K_2 + И_2 = 0,15 \cdot 3480600 + 50,16 = 522140,16 \text{ тыс. руб.} \quad (4.21)$$

$$\Delta З = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\% = \frac{447714,59 - 522140,16}{447714,59} \cdot 100\% = -16,6\% < 5\%. \quad (4.22)$$

Таким образом, для проектируемой Лимпийской ГЭС принимается структурная схема с одиночными блоками, так как она обладает наибольшей надёжностью, а также это экономически наиболее выгодно.

## 4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ 220 кВ: 7 (4 ВЛЭП 220 кВ, 3 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбрана схема с двумя рабочими системами сборных шин. Выбранная схема РУ 220 кВ представлена на рисунке Г.2.

## 4.6 Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов

### 4.6.1 Расчёт исходных данных

Индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x''_{d} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,25 \cdot \frac{15,75^2}{180,35} = 0,34 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_{*} \cdot U_{б} = 1,13 \cdot 15,75 = 17,80 \text{ кВ.} \quad (4.24)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{к\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{10,5 \cdot 242^2}{100 \cdot 200} = 30,75 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

Система:

$$x_{С} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{220^2}{180} = 268,89 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{Л} = x_{0,уд} \cdot l = 0,42 \cdot 140 = 58,80 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{С} = E_{*С} \cdot U_{б1} = 1,0 \cdot 242 = 242 \text{ кВ.} \quad (4.28)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_{Т} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{15,75}{242} = 0,065. \quad (4.29)$$

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,34}{0,045 \cdot 314} = 0,024 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

$$r_{\text{с}} = \frac{x_{*\text{с}}}{T_{a,\text{с}} \cdot \omega} = \frac{268,89}{0,035 \cdot 314} = 24,47 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$

$$r_{\text{л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,075 \cdot 140 = 10,50 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

$$r_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{660 \cdot 242^2}{200^2} = 0,966 \text{ Ом.} \quad (4.33)$$

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

На рисунке Г.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.

Полный ток однофазного КЗ:

$$I_{\text{кз}}^1 = I_1 + I_2 + I_3 = 7,5010 \cdot 3 = 22,50 \text{ А.} \quad (4.34)$$

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

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

$$I_{\Gamma,\text{раб max}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma,\text{ном}} = 1,05 \cdot 6,61 = 6,942 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max}} (\text{РУВН}) = \frac{S_{\Gamma,\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т,ном}}(-5\%)} = \frac{180,35 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 229,9} = 0,502 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Рабочий максимальный ток ЛЭП:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{535,6 \cdot 10^3}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,703 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

Расчётный ток утяжелённого режима для линии:

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{535,6 \cdot 10^3}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,937 \text{ кА.} \quad (4.38)$$

## 4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ

### 4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}} \quad (4.39)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}} \quad (4.40)$$

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}} \quad (4.41)$$

Осуществляется проверка на термическую и динамическую стойкость.

По имеющимся данным для генераторного напряжения принимается элегазовый выключатель ВГГ-20 производства ООО «Высоковольтный союз». Разъединитель РВРЗ-20/8000 производства ЗАО «ЗЭТО». Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице Г.7.

### 4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Принимается трансформатор тока ТОЛ-20-2 ВВ-1 марки ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Каталожные данные представлены в таблице Г.8.

Принимается трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-20 марки ОАО «Электроцит Самара». Каталожные данные трансформатора напряжения представлены в таблице Г.9.

Для защиты трансформатора от перенапряжений со стороны низшего напряжения устанавливается ОПН. Выбор ОПН производится по классу напряжения. Таким образом, принимается ОПН-П-20/12,7 УХЛ1 марки ОАО «ЗЭТО».

### 4.8.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

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

Выбран микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3 марки ООО «АСУ-ВЭИ». Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации.

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

#### **4.9 Выбор параметров КРУЭ**

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

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

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

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

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

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

В таблицах Д.1 – Д.3 представлены паспортные данные гидрогенератора и трансформаторов Лимпийской ГЭС.

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

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

Защиты генератора СВ-710/90-28 УХЛ4 – 180,35 МВ · А:

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

Защиты силового трансформатора ТДЦ-200000/220:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Газовая защита, контроль уровня масла;
- Защита от перегрева масла, обмоток;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220);
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ трансформаторного блока;



- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформаторного блока;

- Реле тока охлаждения трансформаторного блока.

Защиты трансформатора СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

- Защита от потери охлаждения;

- Защита от перегрева масла;

- Защита от перегрузки;

- Реле тока охлаждения;

- Реле тока блокировки РПН.

### 5.3 Расчёт номинальных токов

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

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ Г}}} = \frac{180350}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 6611 \text{ А.} \quad (5.1)$$

По данному значению тока (5.1) выбран трансформатор тока. Параметры трансформатора представлены в таблице Д.4.

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

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{K_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{НГ}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1 \cdot 6611}{1600} = 4,13 \text{ А,} \quad (5.2)$$

где  $K_{\text{ТТ}} = \frac{I_{\text{НОМ}}^1}{I_{\text{НОМ}}^2} = \frac{8000}{5} = 1600$  – коэффициент трансформации трансформатора тока ТШЛ-20-1-8000/5.

Мощность генератора возбуждения (ВГ):

$$S_{\text{НОМ ВГ}} = \frac{I_{\text{НОМ.РОТ.}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ.РОТ.}} = \frac{1615}{1,2255} \cdot 250 = 330 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (5.3)$$

По расчётной мощности (5.3) выбран вспомогательный синхронный генератор СТС-250-2000-2,5 УХЛ4. Параметры вспомогательного генератора представлены в таблице Д.5.

Номинальный ток ВГ:

$$I_{\text{ВН ВГ}}^1 = \frac{S_{\text{НОМ ВГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.РОТ.}}} = \frac{500 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 15750} = 18,33 \text{ А.} \quad (5.4)$$

По значению тока (5.4) выбран трансформатор тока. Параметры трансформатора представлены в таблице Д.6.

Номинальный ток ВГ, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НН ВГ}}^2 = \frac{I_{\text{ВН ВГ}}^1}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{18,33}{20} = 0,92 \text{ А}, \quad (5.5)$$

где  $K_{\text{ТТ}} = \frac{I_{\text{НОМ}}^1}{I_{\text{НОМ}}^2} = \frac{20}{1} = 20$  – коэффициент трансформации трансформатора тока ТШЛ-20-1-20/1.

## 5.4 Описание защит и расчёт их уставок

### 5.4.1 Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{\text{с.з.}} < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$ ) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах. Защита выполняется трёхфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах. Номинальный ток генератора:  $I_{\text{НОМ}} = 6611 \text{ А}$ .

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 6611 = 330,56 \text{ А}, \quad (5.6)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

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

где  $K = 2$  – коэффициент надёжности.

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

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трёхфазном коротком замыкании равен:

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

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

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

$$I_{\text{max}} = \frac{E_{\Gamma}''}{x_d''} \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.9)$$

где  $E_{\Gamma}'' = \sqrt{(U_{\text{Н*}} \cdot \cos\varphi_{\Gamma})^2 + (U_{\text{Н*}} \cdot \sin\varphi_{\Gamma} + I_{\text{Н*}} \cdot x_d'')^2}$ .

$$E_{\Gamma}'' = \sqrt{(1 \cdot 0,85)^2 + (1 \cdot 0,53 + 1 \cdot 0,25)^2} = 1,151.$$

Следовательно, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,51}{0,25} \cdot 6611 = 3045 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.10)$$

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

$$I_{\text{T}} = I_{\text{max}} = 30450 \text{ А.}$$

$$K_{\text{T}} > \frac{3045 \cdot 2}{30450} = 0,2.$$

Принята уставка:  $K_{\text{T}} = 0,3$ .

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{* \text{ср0}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.11)$$

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

$$B \geq \frac{I_{* \text{ср0}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

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

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

$$I_{отс} = (5 - 6) \cdot I_{ном} = 6 \cdot 6611 = 39,67 \text{ кА.} \quad (5.13)$$

Защита действует на отключение генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора. На рисунке Д.2 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{III} + C_{ВГ} = 0,0073 + 1,1 + 0,008 + 0,45 = 1,565 \text{ мкФ/фазу,} \quad (5.14)$$

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

$C_G = 1,1$  мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки генератора на землю;

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

$C_{ВГ} = 0,45$  мкФ/фазу – ёмкость генераторного комплекса 15,75 кВ.

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,015}{0,015 + 1,565} = 221,03 \text{ В}, \quad (5.15)$$

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

$C_T(\mu_0) = 0,015$  мкФ/фазу – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{ном ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}. \quad (5.16)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 15,75 \cdot 314 \cdot 1,565 = 13,4 \text{ А}. \quad (5.17)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3 \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 221,03}{15,75 / (\sqrt{3} \cdot 0,1/3)} = 3,84 \text{ В}, \quad (5.18)$$

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

$K_{\text{В}} = 0,95$  – коэффициент возврата;

$n_{\text{ТН}}$  – коэффициент трансформации ТН.

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

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

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

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от  $K_{\text{Т}}$ :

$$K_{\text{Т}} = \frac{1}{K_{\text{ч}}} \cdot \frac{1-2 \cdot \alpha}{\alpha} = \frac{1}{1,1} \cdot \frac{1-2 \cdot 0,3}{0,3} = 1,2. \quad (5.19)$$

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

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

### 5.4.3 Защита от повышения напряжения

1. Уставка защиты  $U2 >$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{НОМГ}}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.20)$$

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

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

Уставка  $U1 >$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{НОМГ}}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.21)$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_{Н}}, \quad (5.22)$$

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

$I_{Н}$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.23)$$

где  $A = 16$  – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита включает в себя следующие органы:

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

Принята уставка сигнального органа:  $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$ ;  $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\text{Н}}$ .

2. Пусковой орган ( $I_{2\text{ПУСК}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надёжного пуска интегрального органа при  $t_{\text{макс}} = 500$  с.

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{500}} = 0,18. \quad (5.24)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.25)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.26)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15$ :

$$t_{\text{доп}} = \frac{16}{0,15^2} = 711 \text{ с}.$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{16}{I_{*2}^2}. \quad (5.27)$$

$$A_{\text{ИО}} = 16 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}.$$

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 (I2) представлена на рисунке Д.4.

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принято:  $t_{\text{мин}} = 16$  с,  $t_{\text{макс}} = 711$  с.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем полного охлаждения ( $I_{охл}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{охл} = 100$  с).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d''\text{ВН}} + X_T + X_L^*)}, \quad (5.28)$$

где  $X_L^* = X_L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 58,8 \cdot \frac{180,35}{242^2} = 0,181$ ;

$X_{d''\text{ВН}} = X_{d''} \cdot (U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}})^2 = 0,25 \cdot (242/15,75)^2 = 59,02$  - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведённое к высокой стороне напряжения;

$X_T = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{200}{180,35} = 0,095$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (59,02 + 0,095 + 0,181)} = 0,0065 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.З.} = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0065 \cdot 2 \cdot \frac{242}{15,75} = 0,20. \quad (5.29)$$

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



В связи с отсутствием необходимых данных принята уставка срабатывания по второму условию:  $I_{20TC} = 0,20$ .

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

#### 5.4.5 Защита от симметричных перегрузок

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_N \cdot I_N}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_N}{0,98} = 1,07 \cdot I_N, \quad (5.30)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 6$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_N}{0,98} = 1,1 \cdot I_N. \quad (5.31)$$

3. Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведённой в таблице Д.8.

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

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,4 \cdot I_N}{0,98} = 1,428 \cdot I_N. \quad (5.32)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМГ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 15750 / 100} = 66 \text{ В.} \quad (5.33)$$

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

#### 5.4.6 Дистанционная защита генератора

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока  $Z_1$ , приведённое к напряжению 220 кВ, по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Лимпийская ГЭС – Чая может быть принято:

$$Z_1 = 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 30,75 + \frac{0,8}{4} \cdot 59,73 = 36,54 \text{ Ом,} \quad (5.34)$$

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

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

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

$$Z_T = \frac{U_{k\%} \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМТ}} = \frac{10,5 \cdot 242^2}{200} = 30,75 \text{ Ом.} \quad (5.35)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{X_{Л}^2 + R_{Л}^2} = \sqrt{58,8^2 + 10,5^2} = 59,73 \text{ Ом.} \quad (5.36)$$

В относительных единицах, приведённых к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{S_{НОМТ}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{U_{ВН}^2} \cdot Z'_{1Л}. \quad (5.37)$$

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{180,35}{200} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{180,35}{242^2} \cdot 59,73 = 0,113.$$

$Z_I$  в первичных Омах составит:

$$Z_I = Z_{I \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,113 \cdot 1,38 = 0,15 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМГ}}} = \frac{15,75^2}{180,35} = 1,38.$

Уставка будет равна:

$$Z_{I \text{ сз}} = Z_I \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,15 \cdot \frac{8000/5}{15,75/0,1} = 1,57 \text{ Ом}. \quad (5.39)$$

Принята уставка:  $Z_1 = 1,57 \text{ Ом}.$

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

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

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15,75 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 7560} = 1,20 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{II \text{ НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 1,20 \cdot \frac{8000/5}{15,75/0,1} = 12,22 \text{ Ом}. \quad (5.41)$$

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

$$I_{\Phi} = \frac{2 \cdot \frac{I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.ХХ}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,9 - 0,95}{1,03} = 2,77, \quad (5.42)$$

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

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.44)$$

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36. \quad (5.45)$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{II \text{ НАГР.Ф}} = Z_{НАГР.Ф} \cdot Z_{\phi} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,38 \cdot 1,38 \cdot \frac{8000/5}{15,75/0,1} = 5,31 \text{ Ом.} \quad (5.46)$$

Сопротивление срабатывания защиты принято:

$$Z_{II \text{ о.е.}} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о.е.} \quad (5.47)$$

$$Z_{II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_{\phi} = 0,35 \cdot 1,38 = 0,48 \text{ Ом.} \quad (5.48)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{II \text{ сз}} = Z_{II} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,48 \cdot \frac{8000/5}{15,75/0,1} = 4,83 \text{ Ом.} \quad (5.49)$$

Принята уставка:  $Z_2 = 4,83 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения:  $Z_{СМ1} = 0,24 \text{ Ом}$ ;  $Z_{СМ2} = 0,72 \text{ Ом}$ .

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке Д.6.

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

### 5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.50)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.51)$$

3. Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Данные представлены в таблице Д.9.

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

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,1 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,143 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.52)$$

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 Лимпийской 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 I класс ГТС в соответствии с таблицей 1.1 [32]. Высота  $490,00 - 380,00 = 110,00$  м; грунт основания скальный.

2. В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен II класс ГТС в соответствии с таблицей 1.2 [32]. Установленная мощность ГЭС 460 МВт.

3. В нижнем бьефе в результате возможной аварии, материальный ущерб без учёта убытков владельца ГТС составит менее 100 млн. рублей. В соответствии с таблицей 1.4 [32] назначен IV класс ГТС.

Итог: назначен I 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:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 490,00 + 1,80 \approx 491,80, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 1,00 + 0,001 + 0,8 = 1,80, \quad (6.2)$$

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

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

$a = 0,8$  м – конструктивный запас.

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

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 1,2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10^2 \cdot 1400}{9,81 \cdot 24} \cdot \cos 0 = 0,001 \text{ м}, \quad (6.3)$$

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;

$L = 1400$  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:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{490,00 - 380,00}{2} = 55,0 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1400}{10^2} = 137,34. \quad (6.5)$$

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

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

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

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 137,34: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,0205, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,72.$$

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

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = 1,72 \frac{V_w}{g} = 1,72 \cdot \frac{10}{9,81} = 1,7 \text{ с.}$$

$$\bar{h} = 0,0205 \frac{V_w^2}{g} = 0,0205 \cdot \frac{10^2}{9,81} = 0,21 \text{ м.}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,75^2}{2 \cdot 3,14} = 4,80 \text{ м.} \quad (6.7)$$

Проверяется условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , условие выполняется, так как  $55,0 > 4,80 \cdot 0,5 = 2,40$ .

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,21 \cdot 2,11 = 0,44 \text{ м,} \quad (6.8)$$

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:



$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,3 \cdot 0,44 = 1,00 \text{ м}, \quad (6.9)$$

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];

$k_{run} = 2,3$  – коэффициент, принимаемый по графикам [33, Приложение Д, рис. Д.1] в зависимости от пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{4,80}{0,44} = 10,89$  на глубокой воде.

### 6.2.1.2 Бетонная плотина

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

$$\begin{aligned} \nabla_{ГБП} &= \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 490,00 + 0,44 + 0,001 + 0,8 = \\ &= 691,24. \end{aligned} \quad (6.10)$$

## 6.2.2 Гидравлические расчёты

По кривой зависимости отметки НБ от расхода определены отметки НБ при основном и поверочном случаях (рисунок Е.3). В соответствии с назначенным классом ГТС: основной случай – 0,1 %, поверочный – 0,01 %.

При расходе  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 2518 \text{ м}^3/\text{с}$  отметка  $\nabla_{УНБ} = 384,90$ .

При расходе  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 2746 \text{ м}^3/\text{с}$  отметка  $\nabla_{УНБ} = 385,10$ .

### 6.2.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружение при основном расчётном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 490,00 - 384,90 = 105,10 \text{ м}. \quad (6.11)$$

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

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{153,33 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (105,10 - 1,1) \cdot 0,908} = 166 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.12)$$

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

Следовательно,  $m = 3 - 1 = 2$ .

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{га}}^{\text{осн}} \cdot m = 166 \cdot 2 = 332 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.13)$$

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

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

где  $Q_c = \frac{V_{\text{п}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(3,87 + 1,82) \cdot 10^9}{15552000} = 366 \text{ м}^3/\text{с};$

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 2518 \text{ м}^3/\text{с}$  – расчётный максимальный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 2518 - 332 - 366 = 1820 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{1820}{30,6} = 59,5 \text{ м}, \quad (6.15)$$

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

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 24,5 = 30,6 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.16)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 4,9 = 24,5 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.17)$$

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

$h_{\text{НБ}} = 4,9 \text{ м}$  – 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:

$$B = b \cdot n = 12 \cdot 5 = 60 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где  $b = 12 \text{ м}$  – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования;

$n = 5$  – число пролётов.

### 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 ( $H_{02}$ ):

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1820}{0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,80 \text{ м}, \quad (6.19)$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1820}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,00 \text{ м}, \quad (6.20)$$

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

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5-1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{5,80}{12} = 0,95, \quad (6.21)$$

$b$  – ширина пролёта;

$n$  – число пролётов;

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

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

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 6,00 - \frac{1,1 \cdot 0,23^2}{2 \cdot 9,81} = 6,00 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где  $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ} - \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{1820}{(490,00 - 380,00) \cdot (60 + (5-1) \cdot 3)} = 0,23 \text{ м/с};$

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

$B = 60 \text{ м}$  – ширина водосливного фронта.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 490,00 - 6,0 = 484,00, \quad (6.23)$$

где  $H_{\text{ст}} = 6,0 \text{ м}$  – стандартный напор, ближайший к  $H$  (6.22) в соответствии с техническим регламентом.

### 6.2.2.3 Проверка пропуска поверочного расчётного расхода

Напор на сооружение при поверочном расчётном случае:

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 491,00 - 385,10 = 105,90 \text{ м}. \quad (6.24)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как  $H_{\text{пов}} > H_{\text{т}}^{\text{min}}$ .

Расход через один гидроагрегат при поверочном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{153,33 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (105,90 - 1,1) \cdot 0,908} = 164 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.25)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m = 164 \cdot 2 = 328 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.26)$$

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c = 2746 - 328 - 366 = 2052 \text{ м}^3/\text{с},$$

где  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 2746 \text{ м}^3/\text{с}$  – расчётный максимальный расход для поверочного расчётного случая.

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2052}{0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,28 \text{ м}. \quad (6.27)$$

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2052}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,51 \text{ м}, \quad (6.28)$$

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5-1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{6,28}{12} = 0,95, \quad (6.29)$$

$\zeta_y = 0,7$  – 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:

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 6,61 - \frac{1,1 \cdot 0,26^2}{2 \cdot 9,81} = 6,51 \text{ м}, \quad (6.30)$$

где  $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla \text{ФПУ} - \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{2052}{(612,00 - 380,00) \cdot (60 + (5-1) \cdot 3)} = 0,26 \text{ м/с};$

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

$B = 60 \text{ м}$  – ширина водосливного фронта.

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\Phi\PY_p = \nabla\Gamma\text{В} + H_{\text{пов}} = 484,00 + 6,51 \approx 490,51 = 491,00. \quad (6.31)$$

Принята проектная отметка  $\nabla\Phi\PY = 491,00$ .

#### 6.2.2.4 Построение профиля водосливной грани

Для построения профиля водосливной грани использована таблица 6-12 [35]. Профиль водосливной грани представлен на рисунке Е.1. Координаты для построения профиля получены с помощью умножения данных таблицы на значение  $H_{\text{ст}} = 6,0$  м и сведены в таблицу Е.1.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя очерчено по дуге с радиусом 12 м, определённым по таблице 6-14 [35].

Отметка верха быка определена по формуле:

$$\nabla\Gamma\text{В} = \nabla\Gamma\text{В} + 1,6H_{\text{ст}} = 484,00 + 1,6 \cdot 6 = 493,60. \quad (6.32)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\nabla\Gamma\PY = \text{НАИБ}[\nabla\Gamma\text{ГП}, \nabla\Gamma\text{БП}, \nabla\Gamma\text{В}] = \nabla\Gamma\text{В} = 493,60. \quad (6.33)$$

#### 6.2.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla\text{НП}\text{У} - \nabla\text{ДНА} = 490,00 - 380,00 = 110,00 \text{ м}. \quad (6.34)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1820^2}{(60 + 4 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 4,15 \text{ м}. \quad (6.35)$$

Сопряжённые глубины определены следующим образом:

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

где  $q_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{B + \delta_B \cdot (n-1)} = \frac{1820}{60 + 3 \cdot (5-1)} = 25,29 \text{ м}^3/\text{с};$

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

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

$$h'_c = \frac{25,29}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (110 - 0)}} = 0,60 \text{ м}.$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{25,29}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (110 - 0,60)}} = 0,61 \text{ м.}$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left[ \sqrt{1 + 8 \cdot (h_{кр}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{0,61}{2} \cdot \left[ \sqrt{1 + 8 \cdot (4,15/0,61)^3} - 1 \right] = 15,08 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Так как  $h''_c = 15,08 \text{ м} > h_{НБ} = 4,90 \text{ м}$  – в НБ отогнанный прыжок.

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

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 41,70 \cdot \sqrt{0,61} = 4,87 \text{ м,} \quad (6.38)$$

где  $v_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{h'_c \cdot (B + \delta_B \cdot (n-1))} = \frac{1820}{0,61 \cdot (60 + 3 \cdot (5-1))} = 41,70 \text{ м/с.}$

Принимается толщина плиты водобоя 4,9 м.

Длина водобоя при наличии на нём гасителей:

$$l_B = 0,85 \cdot l_{пр} = 0,85 \cdot 70,10 \approx 59,59 = 60 \text{ м,} \quad (6.39)$$

где  $l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 15,08 - 0,61) = 70,10 \text{ м.}$

### 6.2.2.6 Расчёт водобойного колодца

Начальная глубина колодца равна:

$$d = \sigma \cdot h''_c - (h_{НБ} + \Delta z), \quad (6.40)$$

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

$\Delta z$  – перепад, образующийся при выходе потока из водобойного колодца в русло НБ, определяется как:

$$\Delta z = \frac{q_c^2}{2g(\varphi h_{НБ})^2} - \frac{\alpha q_c^2}{2g(\sigma h''_c)^2} = \frac{25,29^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (0,9 \cdot 5,1)^2} - \frac{1,1 \cdot 25,29^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 15,08)^2} = 1,42 \text{ м.} \quad (6.41)$$

$$d = 1,1 \cdot 15,08 - (5,1 + 1,42) = 10,07 \text{ м.}$$

Полная энергия перед водосливом с учётом начальной глубины колодца:

$$T_0 = \Delta \text{НПУ} - \Delta \text{ДНА} + d = 490,00 - 380,00 + 10,07 = 120,07 \text{ м.} \quad (6.42)$$

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

$$h'_c = \frac{25,29}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (120,07 - 0)}} = 0,58 \text{ м.}$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{25,29}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (120,07 - 0,58)}} = 0,58 \text{ м.}$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left[ \sqrt{1 + 8 \cdot (h_{кр}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{0,58}{2} \cdot \left[ \sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,15}{0,58}\right)^3} - 1 \right] = 15,43 \text{ м.}$$

Расчёт второй итерации водобойного колодца при  $h''_c = 15,43$  м.

$$\Delta Z = \frac{25,29^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (0,9 \cdot 5,1)^2} - \frac{1,1 \cdot 25,29^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 15,43)^2} = 1,42 \text{ м.}$$

$$d = 1,1 \cdot 15,43 - (5,1 + 1,42) = 10,45 \text{ м.}$$

Разница между расчётными значениями не превышает 10% от значения глубины колодца, поэтому глубина колодца равна:  $d_k = 10,5$  м.

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{ДНА} - d_k = 380,00 - 10,5 = 369,50. \quad (6.43)$$

### 6.2.3 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.

Диаметр водовыпускного отверстия  $D = 3,0$  м.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

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

$$\nabla_{ЦО} = \nabla_{ГАЛ} + h_{гал} + 3,5 = 381,00 + 3,5 + 3,5 = 388,00. \quad (6.44)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{УМО}}{2} - \nabla_{ЦО} = \frac{490,00 - 478,20}{2} - 388,00 = 96,10 \text{ м.} \quad (6.45)$$

Расход через отверстие:

$$q_{вв} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 7,07 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 96,10} = 245,55 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.46)$$

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:

$$n = \frac{Q_c}{q_{\text{ВВ}}} = \frac{366}{245,55} = 1,49. \quad (6.47)$$

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 фундаментальной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 490,00 - 377,00 = 113,0 \text{ м}. \quad (6.48)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{ДНА}} - 3 = 380,00 - 3 = 377,00. \quad (6.49)$$

Ширина подошвы плотины:

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 113 = 79,1 \text{ м}. \quad (6.50)$$

#### 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 15 м. Температурные швы на скальном основании принимаем шириной 0,1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри плотины 0,3. Уплотнение осуществляется в виде шпонок.

#### 6.3.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Толщину неразрезного быка принимаем 3,0 м.



Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний бьеф. Ширина паза составляет 1 метр. Пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещены на расстоянии 2 м от рабочего затвора.

### 6.3.4 Устои

Устои, сопрягающие здание ГЭС и водосбросную плотину, а также водосбросную и глухую плотины имеют ширину равную ширине быка, высота и длина сопрягающих стенок со стороны НБ выбраны в соответствии с параметрами здания ГЭС. Длина стенки, сопрягающей водосбросную плотину и здание ГЭС 80 м.

Устой, сопрягающий бетонную глухую плотину с берегом, имеет трапецеидальную форму, размеры устоя: ширина 3 м, длина 80 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 принимается 20 см. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначается  $a_{др} = 2$  м. При этом должно выполняться условие:

$$a_{др} \leq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр.г}} = \frac{105,10 \cdot 1,25}{25} = 5,26 \text{ м}, \quad (6.51)$$

где  $H_d = 105,10$  м – напор над расчётным сечением;

$\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

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

Принимается  $a_{др} = 6,0$  м.

### 6.3.6 Галереи в теле плотины

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

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

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначены следующие проектные отметки  $\nabla_{пол.гал.} = 381,00; 396,00; 411,00; 426,00; 441,00; 456,00; 471,00$  и размеры галерей  $3,0 \times 3,5$ .

## 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:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{кр.г}} = \frac{43,84 \cdot 1,25}{15} = 3,65 \text{ м}, \quad (6.52)$$

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

$\Delta H = 43,84$  м – потеря напора на завесе;

$J_{кр.г} = 15$  – критический градиент напора на завесе в скальных грунтах, определяемый в соответствии с СП [39].

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_3 = 0,1 \cdot B_n = 0,1 \cdot 90,0 = 9,0 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где  $B_n = 90,0$  м – ширина подошвы плотины.

Глубина цементационной завесы принимают равной:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H_{max} = 0,5 \cdot 109,59 = 54,8 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где  $H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}} = 490,00 - 380,41 = 109,59$  м.

Принимается глубина цементационной завесы 54,8 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 цемзавесы на 5 м.

Глубина скважины:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 54,8 = 27,4, \quad (6.55)$$

где  $h_{зав} = 54,8$  м – глубина цементационной завесы.

Принимается глубина дренажа 27,4 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 -  $\nabla УНБ_{min}$ .

### 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:  $S_{пл} = 5725,51$  м<sup>2</sup>,  $S_б = 7337,19$  м<sup>2</sup>.

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

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{5725,51 \cdot 12 \cdot 9,81 \cdot 2400}{12 + 3} = 107841,05 \text{ кН/м}, \quad (6.56)$$

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

$b$  – ширина пролёта;

$\delta_б$  – толщина быка;

$\rho_б$  – плотность бетона.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \rho_б \cdot g}{b + \delta_б} = \frac{7337,29 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{12 + 3} = 34549,84 \text{ кН/м}, \quad (6.57)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.58)$$

где  $f$  – площадь затвора.

$$f = (\nabla ФПУ - \nabla ГВ + 0,5) \cdot b = (491,00 - 484,00 + 0,5) \cdot 12 = 90,0 \text{ м}^2. \quad (6.59)$$

$$Q_з = 0,055 \cdot 90,0 \cdot \sqrt{90,0} \cdot 9,81 = 460,68 \text{ кН}.$$

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{460,68}{12+3} = 30,71 \text{ кН/м.} \quad (6.60)$$

### 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:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 113,0^2}{2} = 62631,95 \text{ кН/м,} \quad (6.61)$$

где  $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 490,00 - 377,00 = 113,0 \text{ м.}$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,41^2}{2} = 57,04 \text{ кН/м,} \quad (6.62)$$

где  $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 380,41 - 377,00 = 3,41 \text{ м.}$

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

$$W_H = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 161,73 = 1586,55 \text{ кН/м,} \quad (6.63)$$

где  $S_{\text{ЭП}}^H = 161,73 \text{ м}^2$  – 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:

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,41 = 33,45 \text{ кН,} \quad (6.64)$$

где  $h_1 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 380,41 - 377,00 = 3,41 \text{ м.}$

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \cdot \rho_w \cdot g = 954,74 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 9366,00 \text{ кН/м,} \quad (6.65)$$

где  $S_{\text{ЭП}} = 954,74 \text{ м}^2$  – площадь эпюры взвешивающего давления, включая зубья, определена с помощью AutoCAD.

### 6.5.1.4 Сила фильтрационного давления

По СП [38] представлены приведенные к действующему напору значения напора по оси цементационной завесы и дренажа при основном сочетании нагрузок. Геометрические параметры эпюры фильтрации. Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 490,00 - 380,41 = 109,59 \text{ м.} \quad (6.66)$$

Для плотин II класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40. \quad (6.67)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2. \quad (6.68)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 109,59 = 43,84 \text{ м.} \quad (6.69)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 109,59 = 21,92 \text{ м.} \quad (6.70)$$

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

$$S_{\text{эп}} = 1709,24 \text{ м}^2.$$

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

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1709,24 = 16767,60 \text{ кН/м.} \quad (6.71)$$

### 6.5.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 9,81 \text{ кН/м}^2, \quad (6.72)$$

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.:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{2 \cdot 9,81}{2} = 9,81 \text{ кН/м.} \quad (6.73)$$

Давление грунта:

$$p'_{гр} = \gamma_n h_n \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.74)$$

$$p'_{гр} = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{36,5}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot tg \left( 45 - \frac{36,5}{2} \right) = -65,48 \text{ кН/м}^2,$$

где  $c$  – сцепление грунта,  $70 \text{ кН/м}^2$ .

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 25,5 - (1 - 0,5) \cdot 9,81 = 20,60 \text{ кН/м}^3, \quad (6.75)$$

где  $\gamma_{гр}$  – удельный вес сухого грунта равный  $25,5 \text{ кН/м}^3$ ;

$n_0$  – пористость сухого грунта,  $0,5$ ;

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

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

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

$$p''_{гр} = (10 \cdot 2 + 20,60 \cdot 3,0) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{36,5}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot tg \left( 45 - \frac{36,5}{2} \right) = -49,79 \text{ кН/м}^2,$$

где  $h_{гр} = 3,0 \text{ м}$  – толщина слоя грунта.

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

$$E_{ав} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-65,48 - 49,79}{2} \cdot 3,0 = -172,91 \text{ кН/м}. \quad (6.77)$$

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:

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.78)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,44 \cdot \left( \frac{4,80}{3,14} + \frac{0,13}{2} \right) = 3,34 \text{ кН/м},$$

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,44^2}{4,80} = 0,13 \text{ м.} \quad (6.79)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{4,80}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,44 = 0,60 \text{ м.} \quad (6.80)$$

### 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  $\gamma_f$  [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 ниже.

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{110751,93}{90,0} + \frac{6 \cdot 729650,14}{90,0^2} = -690,10 \text{ кН/м}^2, \quad (6.81)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.82)$$

$$\sigma_x^u = -690,10 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 113,0 \cdot (1 - 0^2) = -1108,53 \text{ кН/м}^2,$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 490,00 - 377,00 = 113,0 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 113,0 + (-690,10)) \cdot 0 = 0. \quad (6.83)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2. \quad (6.84)$$

$$\sigma_1^u = -690,10 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 113,0 \cdot 0^2 = -690,10 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 113,0 = -1108,53 \text{ кН/м}^2. \quad (6.85)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{110751,93}{90,0} - \frac{6 \cdot 729650,14}{90,0^2} = -1771,06 \text{ кН/м}^2, \quad (6.86)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.87)$$

$$\sigma_x^t = -1771,06 \cdot 0,58^2 - 9,81 \cdot 3,41 \cdot (1 - 0,58^2) = -612,65 \text{ кН/м}^2,$$

где  $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{ПОД} = 380,41 - 377,00 = 3,41 \text{ м}$  - напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = \text{tg } \alpha_2 = \text{tg } 30^\circ = 0,58. \quad (6.88)$$

где  $\alpha_2 = 30^\circ$  – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.89)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 3,41 - 1771,06) \cdot 0,58 = 1003,21 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.90)$$

$$\sigma_3^t = -1771,06 \cdot (1 + 0,58^2) + 9,81 \cdot 3,41 \cdot 0,58^2 = -2350,26 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t, \quad (6.91)$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 3,41 = -33,45 \text{ кН/м}^2,$$

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;



$\tau_{xy}^u, \tau_{xy}^t$  – 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:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.92)$$

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

$\gamma_{lc} = 1,0$  – коэффициент сочетания нагрузок [34, п. 8.16];

$R_b = 7,5$  МПа – расчётное сопротивление бетона сжатию;

$\gamma_{cd} = 0,95$  – коэффициент условия работы [38, таблица 6].

$$1,25 \cdot 1,0 \cdot |-2350,26| \leq 0,95 \cdot 7,5.$$

$$2,94 \text{ кН/м}^2 \leq 7,13 \text{ кН/м}^2.$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верхней грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0. \quad (6.93)$$

$$-690,10 \text{ кПа} < 0.$$

3. В зоне верхней грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.94)$$

$$690,10 \text{ кПа} \geq 277,13 \text{ кПа}.$$

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:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.95)$$

где  $\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения [34];

$\gamma_{lc} = 1,0$  – коэффициент сочетания нагрузок [34];

$\gamma_c = 0,95$  – коэффициент условий работы [38];

$R$  – расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);

$F$  – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_{\delta} + q_z - W_{\phi} - W_{взв}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega, \quad (6.96)$$

где  $\gamma_c = 0,7$  – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта;

$\omega = 90,0$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 п.м.

$$R = (102448,99 + 32822,35 + 27,64 - 16767,60 - 9366,00 + 1586,55) \cdot \operatorname{tg} 36,5^\circ + 70 \cdot 90,0 = 88252,12 \text{ кН.}$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{ав}. \quad (6.97)$$

$$F = 62631,95 - 57,04 + 344 + 11,77 + 0 = 62590,12 \text{ кН.}$$

$$\frac{88252,12 \cdot 0,95}{62590,12 \cdot 1,0} = 1,34 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

## **7 Мероприятия по охране окружающей среды**

### **7.1 Общие сведения о районе строительства**

Створ Лимпийского гидроузла проектируется на реке Чая, Киренского района в зоне Иркутского РДУ. Через 63 км река Чая впадает в Лену.

Чая берёт начало на склонах Верхнеангарского хребта, течёт большей частью по Северо-Байкальскому нагорью на северо-запад. По берегам – лиственничные леса с примесью ели, реже сибирского кедра, сосны. Долина реки неширока, болотиста и не населена. Река доступна в низовьях небольшим лодкам, обильна рыбою. Питание реки преимущественно дождевое, половодье с мая по сентябрь. Притоки:

Левые притоки: Олокит, Абчада, Акукан, Чико, Гулякит, Нырунда, Коганда, Килякта, Звериная, Чайский, Глубокий, Петровский, Кривосошенский и др.

Правые притоки: Нюсидёк, Амутберен, Колоктан, Тупо, Асиктака, Извилистый, Магдана, Налимда, Тулбуконовская, Каменный, Порожный, Рубченок, Берёзовый, Лимпея, Уголь-Падь, Чуприха, Красный и др.

Рельеф горный, плосковолнистый, водораздел проходит почти в меридиоальном направлении. В юго-восточной части находится Северо-Байкальское нагорье, имеющее черты сильно расчлененного горного рельефа, резко возвышающегося над Приленским плато. Здесь имеются высоты, выделяющиеся на общем фоне: голец "Окунь" – 1619 м над уровнем моря по правому берегу реки Чая и голец "Дранский" – 1213 м по левому берегу.

Почвы отличаются большим разнообразием. Так, на юго-востоке и на Северо-Байкальском нагорье распространены кислые кристаллические и метаморфические породы. На продуктах разрушения их формируются горно-подзолистые перегнойные почвы, прерываемые скалами и каменистыми россыпями.

Климат – резко-континентальный. Преобладание ясной и холодной погоды зимой и жаркой, сухой - летом обуславливается антициклонами. Амплитуда колебаний среднемесячной температуры самого холодного и самого жаркого месяца составляет 45,9°С.

Сумма осадков составляет за год 457-533 мм, а за летний период их выпадает 180 - 200 мм. Мощность снежного покрова в зависимости от рельефа, залесенности экспозиции и ветровой защищенности колеблется от 30 до 100 см и более. Первый снег выпадает в первой половине октября. Устойчивый снежный покров держится в течение 80-190 дней. Наиболее глубокий снег 1,5-1,8 метра выпадает в предгольцовой зоне, устойчивый снежный покров образуется в октябре - ноябре и лежит обычно до апреля - мая.

Снежный покров наибольшей толщины достигает в марте. Преобладающими ветрами в течение года являются ветры юго-западного и западного направлений, их скорость колеблется от 2,3-4,6 м/сек. Наиболее сильные ветры бывают в марте. Поздние весенние заморозки бывают в мае, но

нередки и в первой половине июня. Ранние заморозки начинаются в августе, но иногда они случаются и во второй половине июля.

Суровые климатические условия наложили свой отпечаток на флору местности. Древесная растительность представлена небольшим количеством видов. Растительный покров Заказника принадлежит к Евразийской хвойно-лесной области, которая характеризуется широким распространением и господством в ландшафтах хвойных лесов из сосны, ели, пихты, лиственницы.

Главной лесообразующей породой является сосна, удельный вес кедра и кедрового стланика в древостоях на территории весьма значителен.

Ельники и пихтарники распространены повсеместно, но при этом тяготеют к долинам рек и ручьев.

Почти на всей территории обычна в древостое, как составная часть, береза и осина образуют рощи в горах, но чаще встречаются в качестве примеси в темнохвойных и лиственничных лесах.

Из кустарниковых пород на территории преобладают ольха, различные виды ив. По берегам рек и ручьев часто встречаются шиповник, красная и черная смородина, рябина, жимолость, черемуха.

Животный мир отличается особым разнообразием, он представлен различными видами, характерными для Восточной Сибири – на территории заказника можно встретить грызунов вроде белки, сурка и полевой мыши. Среди хищников встречаются лисица, куница, волк, соболь и некоторые другие виды. Больше всего редких и исчезающих видов насчитывается среди птиц заказника – здесь гнездятся черный аист, скопа, лебедь-кликун, беркут, каменуха, гуменник, чибис, сапсан, перепел и некоторые другие редкие виды. В реке водятся елец, карась, щука и окунь, ленок, таймень

Воздействие Лимпийской 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 Лимпийского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;

- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Чае в нижнем бьефе Лимпийского гидроузла;
- формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

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, исключающие 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 (СТО 70238424.27.140.036-2009):

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 2 м.

#### 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)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.1)$$

где  $N$  – объём бетонных работ, м<sup>3</sup> (1407744 м<sup>3</sup>);

$q$  – удельный норматив образования, % ( $q = 1,8\%$ );

$\rho$  – плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$ ).

$$M = \frac{1407744 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 63348 \text{ т}.$$

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)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.2)$$

где  $N$  – количество арматуры, т (100 т);

$q$  – удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ );

$\rho$  – удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$ ).

$$M = \frac{220 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 4,4 \text{ т}.$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 63348 тонн лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме) и 4,4 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 Лимпийского 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 реки Чая от сбросов Лимпийской 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**

Безопасность гидротехнических сооружений – свойство гидротехнических сооружений, позволяющее обеспечивать защиту жизни, здоровья и законных интересов людей, окружающей среды и хозяйственных объектов.

Обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Тетеринской ГЭС регулируется положением технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций, основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением утверждённым Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Обеспечение соблюдения обязательных требований при строительстве, капитальном ремонте, эксплуатации, реконструкции, консервации и ликвидации гидротехнических сооружений, а также их техническое обслуживание, эксплуатационный контроль и текущий ремонт.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Собственник обязан обеспечивать контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнического сооружения, природных и техногенных воздействий и на основании полученных данных осуществлять оценку безопасности гидротехнического сооружения, в том числе регулярную оценку безопасности гидротехнического сооружения и анализ причин её снижения с учётом работы гидротехнического сооружения в каскаде, вредных природных и техногенных воздействий, результатов хозяйственной и иной деятельности, в том числе деятельности, связанной со строительством и с эксплуатацией объектов на водных объектах и на прилегающих к ним территориях ниже и выше гидротехнического сооружения.

Для контроля состояния основных сооружений Тетеринской ГЭС, сооружения оснащаются контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) для отслеживания напряжённо-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмического контроля. В состав эксплуатационного персонала вводится специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, в котором обосновывается безопасность гидротехнического сооружения и определяются меры по обеспечению безопасности гидротехнического сооружения с учётом его класса.

## 8.2 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности 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.

Трансформаторы 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 Лимпийской 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 объёме требований, инструкций, норм, правил и других локальных документов, знание которых необходимо для данной профессии; специалисты и руководители в соответствии с функциональными обязанностями в объёме, установленном должностной инструкцией и при наличии подчинённого персонала в объёме требований норм, правил и инструкций для рабочих мест подчинённого 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 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 Лимпийской 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 Лимпийской 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 Лимпийской 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 половодных 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 с 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. Чая 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. Расчетные данные показывают, что основные денежные средства уходят на эксплуатационные затраты. Также видно, что значительная часть затрат приходится на расходы на страхования и амортизационные отчисления и на расходы регулирующих компаний. Самый низкий налог составило на расходы на ремонт производственных фондов и налог на воду.

## **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 Лимпийской 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.2 показана сумма чистой прибыли по годам прогнозирования. Из графика видно, что по данному проекту с начала реализации отрицательный денежный поток, который связан со строительными работами и приобретением. Начиная с середины 2026 года по проекту отрицательный денежный поток начинает сокращаться и к середине 2034 года становится положительным. После доходы начинают покрывать расходы и приносить прибыль.

## **9.3 Анализ денежных потоков**

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.»).

## **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 ExpertSysytems.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта приняты следующие предпосылки:

1. Период прогнозирования для Лимпийской 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 ( $PI = 1,13$  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 141 месяцев или 12 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.

## **10 Защита асинхронных электрических двигателей напряжением 0,4 кВ**

### **10.1 Требования, предъявляемые к устройствам защиты электрических двигателей напряжением питания 0,4 кВ**

Требования к устройствам релейной защиты при аварийных и аномальных режимах работы электроэнергетического оборудования различны. Поэтому они рассматриваются отдельно.

Защиты при аварийных режимах должны действовать селективно, иметь высокое быстродействие, обладать необходимой чувствительностью и надежностью.

Селективность, или избирательность, защит позволяет при аварии отключать только поврежденный элемент или участок сети. Селективное действие защит является обязательным требованием. Неселективное действие защит допускается в исключительных случаях для обеспечения быстродействия и только в том случае, если это не повлечет за собой опасных последствий.

Быстродействие защит позволяет минимизировать размеры разрушений при КЗ, обеспечить термическую стойкость оборудования, кабелей и уменьшить влияние снижения напряжения на работу потребителей.

Чувствительностью называется способность защит выявлять КЗ в зоне действия и резервировать действие других защит смежных элементов сети, в том числе и при КЗ через переходное сопротивление. Чувствительность защит должна быть достаточной при всех режимах работы электроэнергетической системы.

Надежность необходима для правильной и безотказной работы защит при КЗ в пределах установленной для них зоны действия.

Релейная защита от аномальных режимов работы должна обладать селективностью, чувствительностью и надежностью. Высокого быстродействия от этих защит, как правило, не требуется. Защиты от аномальных режимов работают на “сигнал”, а отключение производится только при возникновении опасности повреждения оборудования.

Надежность и бесперебойность работы электрических двигателей в первую очередь обеспечиваются правильным выбором их номинальной мощности, режимом работы, видом исполнения, правильным выбором сечений и типов соединительных кабелей, правильно работающими устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики. Электрические двигатели являются самыми распространенными потребителями электрической энергии на любом производстве. Поэтому устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики электрических двигателей должны быть выполнены как можно проще. При этом должна обеспечиваться высокая надежность работы этих устройств.

Устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики электродвигателей служат для ликвидации аварийных и аномальных режимов работы, которые возникают при их эксплуатации.

Высокие требования предъявляются к защитам ответственных электродвигателей собственных нужд электрических станций. Неправильное срабатывание защит этих двигателей или неправильная работа системной и технологической автоматики может привести к сбою нормальной работы электростанций.

Известно, что наиболее тяжелые повреждения в любом электроэнергетическом оборудовании, в том числе и электродвигателях, связаны с возникновением коротких замыканий. В сетях с напряжением 0,4 кВ КЗ сопровождаются дугой и выгоранием изоляционных материалов.

К аварийным режимам относятся:

- многофазные (трех и двухфазные) КЗ в обмотках, в выводной коробке двигателя или соединительном кабеле;
- однофазные замыкания на землю в сетях с глухозаземленной нейтралью;
- витковые замыкания в обмотке двигателя.

Электрические двигатели подключаются к распределительным устройствам, вторичным или реактированным сборкам собственных нужд с помощью кабелей. Устройства защиты защищают электрические двигатели и соединительные кабели. При защите электродвигателей подключенными с помощью кабеля устройствами с зависящей от тока характеристикой возможны задержка или отказ срабатывания таких защит. При возникновении КЗ происходят разогрев кабеля и возрастание его активного сопротивления, так называемый «тепловой спад тока КЗ». Поэтому устройства защиты должны отключать поврежденное электроэнергетическое оборудование при «тепловом спаде».

К аномальным режимам относится тепловая перегрузка, связанная с недопустимым нагревом обмоток двигателя. Тепловые перегрузки вызывают активное старение и разрушение изоляции обмоток двигателя. Перегрузки могут быть симметричные и несимметричные. Симметричная тепловая нагрузка может быть вызвана:

- длительным протеканием по обмоткам двигателя токов, превышающих номинальные значения;
- перегрузкой механизмов, приводимых в действие электродвигателем;
- нарушением условий охлаждения двигателя.

Несимметричная перегрузка, может быть, вызвана неполно фазным режимом работы двигателя или при аварийной ситуации витковыми замыканиями в обмотках статора.

Бросок пускового тока при прямом пуске вызывает высокий вращательный момент на валу двигателя, Этот момент нагружает не только двигатель, но и исполнительный механизм, Плавное управление продлевает срок службы двигателя и его привода. Для запуска асинхронных трехфазных двигателей переменного тока широко применяется плавный пуск. Механическую характеристику асинхронного двигателя с фазным ротором можно изменять при включении дополнительного реостата в цепь ротора. Это позволяет регулировать частоту вращения ротора электродвигателя. При плавном уменьшении сопротивления реостата до нуля обеспечивается плавный пуски переход

двигателя на естественную механическую характеристику. Развитие микропроцессорной техники и силовой полупроводниковой электроники позволило создать относительно недорогие устройства “плавного пуска” и частотного управления асинхронными двигателями с короткозамкнутым ротором. Использование плавного пуска обеспечивает плавное увеличение напряжения на статорных обмотках двигателя. Это ограничивает пусковые токи и минимизирует провал напряжения в сети при запуске двигателя. Устройства плавного пуска выпускаются многими ведущими производителями электронного энергетического оборудования.

Требования, предъявляемые к необходимому комплексу устройств противоаварийной автоматики и защитам электрических двигателей, сформулированы в ПУЭ.

Защита от междуфазных КЗ должна отключать двигатель с минимальной выдержкой времени (согласно ПУЭ в сетях 0,4 В пак < 0,2 с) и может быть реализована с помощью плавких предохранителей и автоматических выключателей. При недостаточной чувствительности электромагнитных расцепителей автоматических выключателей в системе собственных нужд электростанций для защиты электродвигателей могут применяться выносные электромагнитные и статические токовые реле с действием на независимый расцепитель выключателя. Для защиты крупных и ответственных электродвигателей применяются микропроцессорные защиты. Междуфазные КЗ вызывают наибольшие повреждения двигателей и создают недопустимые возмущения в системах электроснабжения. Таковую защиту принято называть токовой отсечкой.

При недостаточной чувствительности токовой отсечки ее действие резервирует защита от перегрузки с зависимой от тока характеристикой. При защите электродвигателей воздушными автоматическими выключателями применяют автоматические выключатели с двумя расцепителями ( $t_{ср1} = 0$  с  $t_{ср2} = f(I_K)$ ). При несрабатывании токовой отсечки и отключении КЗ, расцепителем автоматического выключателя с зависимой от тока характеристикой  $t_{ср2} = f(I_K)$  сложно обеспечить требования ПУЭ по быстрдействию Защиты от КЗ в сетях 0,4 кВ (как  $t_{откл} < 0,2$  с).

Значения пусковых токов приводятся в паспорте на двигатель и составляют  $I_{пуск,дв.} = (2,5 - 7,5) \cdot I_{ном,дв.}$ . Реальные токи при пусках двигателя могут на 15-20 % отличаться от паспортных значений.

Для крупных электродвигателей рекомендуется индивидуальное измерение пусковых токов при нагруженном на них механизме. Правильно работающая защита от КЗ должна быть отстроена от пусковых токов и не срабатывать при пуске (или самозапуске) двигателя.

Ток при междуфазных КЗ вблизи нулевой точки статорной обмотки двигателя или витковых КЗ (с замыканием малого числа витков статорной обмотки) меньше значения пускового тока двигателя, Защита от таких КЗ должна сработать при токах меньше пускового тока двигателя. Эти

противоречивые требования делают невозможным построение полноценной защиты двигателей простыми способами.

Решить данную проблему позволило применение микропроцессорных защит. Защита электродвигателей от междуфазных КЗ, входящая в состав многофункциональных микропроцессорных защит, выполняется с помощью токовой отсечки. Микропроцессорные устройства позволяют загроублять действие защиты во время пуска и самозапуска двигателя и в стационарном режиме работы двигателя обеспечить срабатывание защиты при токах меньше пускового тока двигателя. Применение микропроцессорных устройств усложняет конструкцию защит (в сравнении с использованием автоматических выключателей), требует применения дополнительных трансформаторов тока и питания защит от цепей оперативного тока. Но это окупается высокой чувствительностью и многофункциональностью микропроцессорных устройств при защите крупных ответственных электродвигателей.

При построении релейной защиты крупных электрических двигателей либо при большой длине соединительного кабеля токовая отсечка оказывается недостаточно чувствительной и не обеспечивает полноценной защиты двигателя и систем его питания. Учитывая невысокую стоимость трансформаторов тока сетей 0,4 кВ для защиты ответственных двигателей, можно рекомендовать применение продольной дифференциальной защиты в трехфазном исполнении.

Продольная дифференциальная защита двигателей в сетях 0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью обладает более высокой чувствительностью, чем токовая отсечка, защищает двигатель при любых КЗ, включая междуфазные КЗ вблизи нулевой точки статорной обмотки двигателя, и наилучшим образом резервирует действие защиты от однофазных замыканий на землю. Применение продольной дифференциальной защиты возможно для двигателей, имеющих нулевые выводы статорных обмоток.

Электродвигатели малой мощности (до 28 кВт) подключают к вторичным реактированным сборкам собственных нужд электростанций. Эти двигатели защищаются относительно слаботочными автоматическими выключателями с низкой отключающей способностью. Применение автоматических выключателей с токовой отсечкой для защиты таких электродвигателей неэффективно, поскольку токи КЗ ограничиваются реактором и при защите двигателя токовая отсечка может не сработать. Для защиты от междуфазных КЗ маломощных электродвигателей, подключенных к вторичным реактированным сборкам собственных нужд электростанций, применяются автоматические выключатели с зависимой от тока характеристикой  $t_{срз} = f(I_k)$ . Но использование автоматических выключателей с зависимой от тока характеристикой делает невозможным выполнение требований ПУЭ по быстрдействию защиты от КЗ в сетях 0,4 кВ ( $t_{откл} < 0,2$  с).

Защита от КЗ является основной защитой, и ее применение обязательно для всех типов электродвигателей.

Защита от замыканий на землю. Однофазные замыкания на землю в обмотках и на выводах статора для сетей собственных нужд электрических станций с глухозаземленной нейтралью (0,4 кВ) сопровождаются большими

токами и представляют собой однофазные КЗ. Значение тока однофазного КЗ на землю в сети 0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью находится в диапазоне 8-18 кА в зависимости от мощности питающего трансформатора собственных нужд (ГСН). Однофазные замыкания на землю, как и междуфазные КЗ, представляют большую опасность для двигателей и создают недопустимые возмущения в системах электроснабжения. Поэтому такие защиты должны работать без выдержки времени. Данный вид повреждений является наиболее частым.

Для повышения надежности защита от однофазных КЗ на землю выполняется двухступенчатой. Первая ступень реализуется с помощью автоматических выключателей или кабельных трансформаторов тока нулевой последовательности и чувствительных токовых реле. Номинальный ток реле выбирают в зависимости от типа трансформатора тока нулевой последовательности. Первичный ток срабатывания защиты определяется из выражения:

$$I_{\text{ср}} = (0,5 \div 1,0)I_{\text{ном.дв}} \quad (10.1)$$

и в зависимости от типа применяемого реле может лежать в диапазоне: 5-150 А. Коэффициент чувствительности защиты при КЗ на землю на выводах двигателя должен быть не менее 1,5. Первая ступень защиты работает без выдержки времени.

Резервирование отказов выключателей двигателей, подключенных к вторичным силовым сборкам 0,4 кВ, осуществляется селективными автоматическими выключателями. Эти выключатели работают с выдержкой времени 0,3 с.

Вторая ступень защиты от замыкания на землю реализуется на базе максимальной токовой защиты (МТЗ с независимой характеристикой) с трансформатором тока в цепи нейтрали трансформатора. Для обеспечения селективности в работе защит вторая ступень защиты работает с выдержкой времени 0,2-0,3 с. Известно, что через 0,3-0,4 с однофазные КЗ на землю в кабельных сетях 0,4 кВ переходят в многофазные. Поэтому в сетях 0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью время отключения однофазного замыкания на землю не должно превышать 0,4 с. Это обусловлено пожарной стойкостью соединительных кабелей.

Защита от перегрузки должна устанавливаться на электродвигателях, подверженных перегрузке по технологическим причинам, на электродвигателях с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска перегрузка которых возможна при чрезмерном увеличении длительности пускового периода, вследствие понижения напряжения в сети.

Защита от перегрузки подразделяется на защиту от симметричных и несимметричных перегрузок.

Защита от симметричных перегрузок (тепловая защита) устанавливается на двигателях, подверженных технологическим перегрузкам, и двигателях с необеспеченным самозапуском. К таким электродвигателям можно отнести двигатели мельниц, дробилок, багерные насосы и т. Защита работает на



отключение двигателя, на разгрузку механизма или на сигнал. Данная защита, как правило, выполняет также функцию защиты от затянувшегося пуска или неудачного самозапуска.

Защита от перегрузки не устанавливается на двигателях, не подверженных технологическим перегрузкам и не имеющих тяжелых условий пуска и самозапуска, например на электродвигателях циркуляционных и питательных насосов электрических станций и т.п.

Температура обмотки статора работающего электродвигателя пропорциональна квадрату протекающего по ней тока. Перегрузочная способность электрических двигателей определяется зависимостью между сверхтоком и допустимым временем его протекания.

Длительность допустимой перегрузки электродвигателя можно определить из выражения:

$$t_{\text{доп}} = t_{\text{доп1}} \frac{k_{j1}^2 - 1}{k_{jn}^2 - 1}, \quad (10.2)$$

где  $t_{\text{доп}}$  – допустимое время перегрузки электродвигателя;

$t_{\text{доп1}}$  – допустимое время перегрузки электродвигателя для заданной заводом изготовителем кратности тока перегрузки;

$k_{j1}^2$  и  $k_{jn}^2$  – кратность тока перегрузки электродвигателя.

Поэтому, зная допустимое время перегрузки электродвигателя  $t_{\text{доп1}}$  при заданной кратности тока перегрузки  $k_{jn}^2$ , можно определить перегрузочную характеристику защищаемого электродвигателя.

При использовании этой закономерности широко применяются два критерия для оценки перегрузок электродвигателей. Первый критерий основан на выражении (10.2):

$$t_{\text{доп}} = \tau(\lambda - 1)/(k_i^2 - 1), \quad (10.3)$$

где  $t_{\text{доп}}$  – допустимое время перегрузки электродвигателя;

$\tau$  – постоянная времени нагрева электродвигателя;

$\lambda$  – коэффициент, зависящий от типа;

$k_i$  – кратность сверхтока перегрузки.

Второй критерий:

$$t_{\text{доп}} = A/(k_i^2 - 1), \quad (10.4)$$

где  $A$  – коэффициент, определяемый конструкцией электродвигателя и характеризующий его нагрев (для электродвигателей с косвенным воздушным охлаждением принимают  $A \approx 150$ ).

Специальные защиты от витковых замыканий в статорных обмотках электродвигателей не применяются из-за сложности их реализации. Функцию защиты от витковых замыканий выполняют защиты от несимметричных

перегрузок. Работа защиты от несимметричных перегрузок основана на измерении токов обратной последовательности. К защите от несимметричных перегрузок относится и защита от неполнофазного режима работы электродвигателя.

Защиты от перегрузок могут быть реализованы с помощью автоматических выключателей с тепловым расцепителем, тепловых реле, индукционных реле с инверсной характеристикой, электромеханических реле и реле времени, микропроцессорных защит.

Защиты от перегрузок, построенные с помощью тепловых реле, и автоматические выключатели с тепловыми расцепителями сложны в обслуживании и наладке, имеют большой разброс и нестабильность характеристик. Часто характеристики этих защит не соответствуют тепловым характеристикам защищаемых двигателей, Этот недостаток ограничивает применение электромеханических тепловых реле для защиты ответственных двигателей. Это обусловлено неполным использованием перегрузочных характеристик защищаемых двигателей.

Защиты от перегрузок, построенные с помощью индукционных реле с ограниченно зависимыми характеристиками, просты в эксплуатации и имеют более высокую надежность, чем тепловые реле. Это позволяет с помощью одного реле выполнить защиту от перегрузки и отсечку при многофазных КЗ. Индукционный элемент с зависимой оттока выдержкой времени применяется для защиты от перегрузки, а мгновенный элемент выполняет функцию отсечки. Недостаток применения индукционных реле обусловлен тем, что при малых кратностях токов перегрузки эти реле не позволяют полноценно использовать перегрузочные характеристики двигателей.

Развитие микропроцессорной техники позволило пересмотреть подход к построению защит электродвигателей от перегрузки, в том числе и для двигателей 0,4 КВ. В настоящее время широкое распространение получил алгоритм, работающий по температурному критерию и основанный на измерении токов, потребляемых электродвигателем.

Защита минимального напряжения (от потери питания) должна устанавливаться на электродвигателях с недопустимым самозапуском по условиям технологического процесса или условиям безопасности. По ПУЭ опускается изменение напряжения в сети питания двигателей не более 5 % и для крановых установок не более 15%. Защита минимального напряжения реализуется с помощью нулевого расцепителя автоматического выключателя, магнитного пускателя или реле минимального напряжения. Для обеспечения селективности выдержка времени защиты минимального напряжения выбирается на ступень больше времени действия быстродействующих защит от многофазных КЗ (в пределах от 0,5 до 1,5 с). Уставка защиты минимального напряжения должна быть, как правило, не ниже 70 % номинального напряжения сети. Это обусловлено тем, что вращающий момент на валу электродвигателя связан с питающим напряжением квадратичной зависимостью. Работа защиты минимального напряжения с меньшим значением уставки может привести к режиму «опрокидывания» электродвигателя. Защита действует на отключение

менее ответственных двигателей для облегчения самозапуска более ответственных двигателей. Защита работает на отключение двигателя, если невозможен его самозапуск под нагрузкой. Защита минимального напряжения не должна отключать двигатели напряжением 0,4 кВ при быстро ликвидируемых КЗ. Как правило, защиты минимального напряжения электродвигателей работают в составе устройств системной автоматики промышленных предприятий или электростанций. В случаях, когда невозможен самозапуск всех электродвигателей ответственных механизмов, применяют отключение части ответственных механизмов с последующим их автоматическим повторным пуском после окончания самозапуска первой группы электродвигателей. Включение последующих групп электродвигателей может осуществляться по току, напряжению или времени.

Магнитные пускатели являются устройствами коммутации и выполняют функцию защиты минимального напряжения. Магнитные пускатели отключают электродвигатель при снижении напряжения сети до  $(0,65 \div 0,7)U_{ном}$  и при восстановлении питающего напряжения самостоятельно не включаются. Если требуется обеспечить самозапуск двигателя, управляемого магнитным пускателем, то контакты пусковой кнопки электродвигателя шунтируют контактами реле времени.

Для обеспечения безопасности персонала корпуса электродвигателей и приводимых в действие механизмов должны быть соединены с контуром общего заземления. При невозможности обеспечить заземление с помощью жесткой шины (крановые установки, погружные насосы, передвижные транспортеры и т.п.) применяют заземление с помощью гибкого многожильного проводника или кабеля. В этом случае должны быть предусмотрены специальные защиты, контролирующая сопротивление цепей заземления и устройство защитного отключения (УЗО). При увеличении сопротивления цепи заземления двигателя выше заданной уставки двигатель должен отключаться и не должен включаться. Устройства защитного отключения представляют собой автоматические выключатели, контролирующие целостность изоляции статорных обмоток двигателя относительно земли. Эти устройства имеют уставки срабатывания (токов утечки на землю) 10, 30, 100, 300 и 500 мА. На промышленных предприятиях и электрических станциях применяют УЗО с токами срабатывания 30, 100 или 300 мА. Ток уставки срабатывания УЗО выбирают в зависимости от категории опасности рабочего помещения и напряжения сети.

Для синхронных двигателей должна быть предусмотрена защита от асинхронного хода, построенная, как правило, с помощью защиты от перегрузки потоку статора, а также защита цепей ротора от замыкания на землю в одной и двух точках. Причем первая из них работает на сигнал, а вторая на отключение поврежденного электродвигателя. Для синхронных двигателей должна быть предусмотрена и защита от обрыва цепи в системе возбуждения, действующая без выдержки времени на отключение электродвигателя.

## 10.2 Защита электрических двигателей плавкими предохранителями

Защита с помощью предохранителей является наиболее простым, надежным и дешевым способом построения защиты электрических двигателей на промышленных предприятиях от КЗ, в том числе от замыканий на землю в сетях с глухозаземленной нейтралью. Защита с помощью плавких вставок и может быть использована как защита электрических двигателей от перегрузок. Защита плавкими вставками, может быть, рекомендована для защиты двигателей мощностью до 100 кВт на промышленных предприятиях. Правильным техническим решением является построение защиты одного электродвигателя с помощью комплекта плавких вставок

Защита одним комплектом плавких вставок нескольких электродвигателей нежелательна, но возможна при условии небольшого разброса их мощностей и поочередного режима работы. В этом случае номинальный ток плавкой вставки выбирают по двигателю наибольшей мощности.

Правильно выбранные плавкие вставки обладают токоограничивающими свойствами. При КЗ плавкая вставка перегорает раньше, чем ток КЗ достигает максимального (ударного) значения. Это свойство плавких вставок позволяет минимизировать повреждения в двигателях при КЗ.

Основной недостаток защиты плавкими вставками заключается в однократности их действия, возможности неполнофазного режима работы электрического двигателя и низкой оперативности их замены. Поэтому плавкие вставки не применяют при защите электродвигателей в системе собственных нужд электростанций.

Двигатель при двухфазном питании потребляет ток  $(1,8 - 2,5) \cdot I_{\text{ном}}$  и такой режим работы может быть достаточно долгим. Это вызывает перегрев двигателя, повышенное старение и разрушение изоляции статорных обмоток. Поэтому при защите плавкими вставками должна быть предусмотрена специальная защита от неполнофазного режима работы электрического двигателя.

Второй недостаток применения плавких вставок заключается в необходимости их периодической замены. Правильно выбранная плавкая вставка имеет номинальный ток меньше пускового тока двигателя. Во время пусков двигателя времятоковая характеристика вставки изменяется. Это обусловлено разогревом и старением плавкого проводника при пусковых токах двигателя. Поэтому для электрических двигателей с частыми пусками периодичность замены вставок возрастает пропорционально частоте пусков.

Плавкие вставки имеют следующие времятоковые характеристики:

- при токах  $I_{\text{вст}} = 1,3I_{\text{ном.вст.}}$  – время перегорания составляет 1-2 ч;
- при токах  $I_{\text{вст}} = (3 - 4)I_{\text{ном.вст.}}$  – 5-20 с;
- при токах  $I_{\text{вст}} = (4 - 5)I_{\text{ном.вст.}}$  – 2-8 с;
- при токах  $I_{\text{вст}} = (5 - 7)I_{\text{ном.вст.}}$  – 1-4 с.

При пусках, реверсах и торможении вставки не должны активно стареть и перегорать. Опытным путем установлено, что ускоренного старения вставок не произойдет, если ток, протекающий через вставку, меньше половины значения

тока, который расплавит ее за то же время, то есть если  $I_{\text{вст}} = 5I_{\text{ном.вст.}}$ . Расплавит вставку за  $t = 2 - 4$  с, то без изменений времятоковой характеристики вставки через нее можно пропустить ток  $I_{\text{вст}} = 2,5I_{\text{ном.вст.}}$ , а время  $t = 2 - 4$  с.

Более совершенными защитами электродвигателей от неполнофазного режима работы являются устройства с контролем токов в фазах А, В и С. Представителями такого типа устройств являются фазочувствительные устройства защиты (ФУЗ).

Для защиты от неполнофазного режима работы и перегрузок электродвигателей 0,23/0,66 кВ малой мощности можно рекомендовать применение современных электротепловых реле (например, реле типа РТИ производства ИЭК). Принцип действия этих реле основан на разогреве термобиметаллических пластин током электродвигателя. При токе двигателя, превышающем уставку срабатывания реле, электродвигатель отключается от сети. Все термобиметаллические пластины воздействуют на размыкающие контакты через общее коромысло. Такая конструкция реле исключает неполно фазный режим работы электродвигателя.

### **10.3 Защита асинхронных двигателей автоматическим выключателем**

#### **10.3.1 Общие сведения**

Автоматические воздушные выключатели (автоматы) являются первичными защитными аппаратами прямого действия. Они предназначены для аварийных или оперативных отключений электрической цепи. Электрическая дуга, возникающая при разрыве электрической цепи, гасится в среде окружающего воздуха. Поэтому такие выключатели называются воздушными. Автоматические выключатели для защиты электродвигателей от КЗ в сетях 0,4-0,23 кВ выполняются трехполюсными (трехфазными).

Автоматические выключатели в зависимости от исполнения могут выполнять функции выключателя, контактора, максимального токового реле с фиксированным временем срабатывания или теплового реле с инверсной характеристикой срабатывания, могут иметь в своем составе независимый, нулевой расцепитель и т.п. Достоинства автоматических выключателей заключаются в многократности их действия, возможности регулировки и проверки уставок. В сравнении с плавкими вставками они более точны, надежны и безопасны в работе. При защите электрических двигателей автоматами возможность неполно фазной работы отсутствует. При использовании автоматических выключателей не требуются трансформаторы тока, дополнительные источники питания и цепи оперативного тока.

Воздушные автоматические выключатели по своему функциональному назначению делятся на группы:

- автоматические выключатели с электромагнитным или электронным расцепителем мгновенного действия предназначены для выполнения первой ступени защит от КЗ. Время отключения электрической цепи автоматическими

выключателями с электромагнитным расцепителем мгновенного действия. Такие выключатели способны срабатывать раньше, чем ток КЗ достигнет ударного значения.

- Селективные автоматические выключатели с электромагнитным или электронным расцепителем с независимой от тока характеристикой предназначены для защиты электродвигателей и резервирования отказов защит с электромагнитным или электронным расцепителем мгновенного действия при КЗ. Селективные автоматические выключатели выпускаются с нерегулируемой выдержкой времени срабатывания. Эта задержка позволяет отстроить защиту от не правильных срабатываний при апериодической составляющей пускового тока электродвигателя.

- В некоторых выключателях электромагнитный расцепитель дополняют часовым механизмом, и такие устройства работают с регулируемой выдержкой времени. Это необходимо для селективности защит.

- Автоматические выключатели с тепловым (электротермическим) или электронным инерционным расцепителем максимального тока с зависимой оттока характеристикой предназначены для защиты электродвигателей от перегрузок и резервирования отказов защит с низкой чувствительностью при удаленных КЗ.

- Комбинированные автоматические выключатели с электромагнитным и тепловым расцепителями (предназначены для защиты от КЗ и перегрузок).

- Автоматические выключатели с расцепителем минимального напряжения предназначены для построения защиты минимального напряжения и нулевой защиты. Расцепители минимального напряжения служат для отключения электродвигателей при перерывах питания, если повторный пуск этих двигателей или самозапуск нежелателен или не допустим. Напряжение срабатывания нулевого расцепителя лежит в диапазоне  $(0,65 - 07)U_{ном}$ . Время срабатывания нулевого расцепителя определяется типом нагрузки электродвигателя и параметрами системы автоматического восстановления.

- Питания сети.

- Автоматические выключатели с независимым расцепителем, который предназначен для дистанционного отключения выключателя от выносной защиты (например, от специальной защиты от однофазных КЗ) или аварийной кнопки.

- Дифференциальные автоматические выключатели с расцепителями, срабатывающими от тока утечки на землю, называемые устройствами защитного отключения (УЗО). Эти устройства предназначены для повышения безопасности эксплуатации электрооборудования в сетях 0,23/0,4 кВ. Их применяют для быстрого отключения электродвигателя при нарушении его изоляции или при прикосновении персонала к фазным проводам. Промышленность выпускает УЗО с токами срабатывания 10, 30, 100, 300 и 500 мА. Уставка срабатывания выключателя УЗО выбирается в зависимости от необходимой чувствительности защиты и категории рабочего помещения, Устройства защитного отключения с уставками 10, 30 и 100 мА применяются для защиты человека от поражения электрическим током при прикосновении к одной из токоведущих частей

электродвигателя. Устройства с уставкой 10 мА рекомендуются для применения в детских учреждениях и помещениях банно-прачечного назначения. Выключатели УЗО с током срабатывания 300 и 500 мА применяются для обеспечения пожаробезопасности в электроустановках и дублируют действие защиты от однофазных замыканий обмотки электродвигателя на землю. Время срабатывания расцепителя УЗО выбирают в зависимости от напряжения питающей сети из диапазона 10-100 мс. Необходимо отметить, что дифференциальные автоматические выключатели (УЗО) не защищают электродвигатель от междуфазных КЗ и сверхтоков. Поэтому последовательно с дифференциальным автоматическим выключателем (УЗО) необходимо включать автоматический выключатель для защиты электродвигателя от режима сверхтоков и междуфазных КЗ.

### 10.3.2 Выбор параметров срабатывания (уставок) автоматических выключателей защиты электродвигателей

При защите электродвигателей от междуфазных КЗ ток срабатывания автоматического выключателя необходимо отстроить от пускового тока электродвигателя. Для защиты электродвигателей с короткозамкнутым ротором ток срабатывания отсечки автоматического выключателя определяют по выражению:

$$I_{\text{ср.о}} \geq k_{\text{отс}} k_{\text{п}} I_{\text{ном.дв}} = k_{\text{отс}} I_{\text{пуск.дв}}, \quad (10.5)$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки срабатывания защиты.

При большой длине соединительного кабеля значение пускового  $I_{\text{пуск.дв}}$  можно найти по формуле:

$$I_{\text{пуск.дв}} \geq 1,05 \frac{U_{\text{пуск.ном}}}{U_{\text{ном.дв}}} I_{\text{пуск.дв}} \approx 1,05 \frac{Z_{\text{пуск.ном}}}{Z_{\text{с}} Z_{\text{ном.дв}}} I_{\text{пуск.дв}}, \quad (10.6)$$

где  $Z_{\text{пуск.ном}} = \frac{U_{\text{ном.дв}}}{\sqrt{3} I_{\text{пуск.дв}}}$  – сопротивление электродвигателя при пуске;

$I_{\text{пуск.дв}}$  – значение пускового тока двигателя по паспорту или каталогу;

$Z_{\text{с}}$  – сопротивление соединительного кабеля.

Для защиты электродвигателей с фазным ротором ток срабатывания отсечки автоматического выключателя отстраивается от номинального тока электродвигателя:

$$I_{\text{ср.о}} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{ном.дв}}. \quad (10.7)$$

Надежность срабатывания автоматических выключателей проверяют по расчетному значению токов КЗ в конце защищаемого кабеля. Коэффициент чувствительности отсечки при междуфазных КЗ должен удовлетворять условию:

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{I_{\text{к.пер}}^{(3)}}{I_{\text{ср.о}}} \geq 1,5, \quad (10.8)$$

где  $I_{\text{к.пер}}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ, который вычисляется с учетом переходного сопротивления.

Коэффициент чувствительности защиты отсечкой при однофазных КЗ на землю должен удовлетворять требованию:

$$k_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{I_{\text{к.пер}}^{(1)}}{I_{\text{ср.о}}} \geq 1,5. \quad (10.9)$$

Если  $k_{\text{ч}}^{(1)} < 1,5$ , то необходимо увеличить сечения соединительных кабелей (увеличить токи КЗ) либо применить выносную защиту на вторичных реле косвенного действия. Установка выносной защиты считается оправданной, если для обеспечения  $k_{\text{ч}}^{(1)} > 1,5$  требуется увеличить сечение соединительных кабелей более чем на одну две ступени. Для двигателей мощностью  $P_{\text{дв}} > 55$  кВт, подключенных к основному распределительному щиту 0,4 кВ, как правило, устанавливается дополнительная выносная защита с действием на независимый расцепитель автоматического выключателя.

Для отстройки срабатывания отсечки автоматического выключателя от апериодической составляющей броска пускового тока электродвигателя необходимо выбирать автоматические выключатели с временем срабатывания больше апериодической составляющей пускового тока электродвигателя.

Для защиты электродвигателей от перегрузок и резервирования отказов защит с низкой чувствительностью при удаленных КЗ применяют автоматические выключатели с тепловым (электротермическим) или электронным инерционным расцепителем с зависимой от тока характеристикой.

Для несрабатывания защиты от перегрузки в установившемся (стационарном) режиме работы электродвигателя выбирают автомат с номинальным током электромагнитного расцепителя большим (не более чем на 10-15 %) или равным номинальному току двигателя  $I_{\text{ном.расц}} \geq I_{\text{ном.дв}}$ . Правильно настроенная защита от перегрузок не должна срабатывать при пусках и самозапуске электродвигателей. Поэтому для двигателей с легкими условиями пуска ток тепловых или комбинированных расцепителей автоматического выключателя определяют следующим образом:

$$I_{\text{ср.п}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{ном.дв}} = (1,2 \div 1,4) I_{\text{ном.дв}}. \quad (10.10)$$

Для двигателей, работающих с тяжелыми условиями пуска или работающих в режиме частых пусков ток теплового и электромагнитного комбинированного расцепителя определяется по выражению

$$I_{\text{ср.п}} = (1,4 \div 1,6) I_{\text{ном.дв}}. \quad (10.11)$$



Иногда приходится загрублять защиту от перегрузки из-за предела кратности тока отсечки  $I_{\text{ср.п}} = 7I_{\text{ном.расц}}$ ;

$$I_{\text{ном.расц}} \leq \frac{I_{\text{ср.о}}}{7} = \frac{(11 \div 12)I_{\text{ном.дв}}}{7} = (1,5 \div 1,8)I_{\text{ном.дв}}. \quad (10.12)$$

Это не позволяет обеспечить необходимую чувствительность защиты. В этом случае устанавливается дополнительная выносная защита от перегрузки в одной фазе защищаемого электродвигателя. У автоматических выключателей других типов кратность тока отсечки к номинальному току теплового или комбинированного электромагнитного расцепителя  $I_{\text{ср.п}} > I_{\text{ном.расц}}$  и требования к уставке выключателя при защите двигателей с легкими условиями пуска от перегрузки  $I_{\text{ср.п}} = (1,2 - 1,4)I_{\text{ном.дв}}$  выполняются.

При эксплуатации автоматических выключателей при температуре, отличной от заводской температуры их калибровки, номинальный ток теплового или комбинированного расцепителя определяют по формуле

$$I_{\text{ср.п}} = (1,2 \div 1,6)I_{\text{ном.дв}}/\alpha, \quad (10.13)$$

где  $\alpha$  – коэффициент, учитывающий влияние температуры окружающей среды:

$$\alpha = 1 + 0,006(t_{\text{калиб}} - t_{\text{окр.ср}}); \quad (10.14)$$

где  $t_{\text{калиб}}$  – температура калибровки автоматического выключателя на заводе-изготовителе (принимается 25, 35 или 45 °С);

$t_{\text{окр.ср}}$  – температура окружающей среды.

Надежность срабатывания автоматических выключателей проверяют по расчетному значению токов КЗ в конце защищаемого кабеля.

Если при низкой чувствительности отсечки защита от перегрузок должна отключать однофазные КЗ, то коэффициент чувствительности защиты от однофазных КЗ на землю должен удовлетворять следующим условиям.

Для не взрывоопасных помещений:

$$k_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{I_{\text{к.пер}}^{(1)}}{I_{\text{ном.расц}}} \geq 3. \quad (10.15)$$

Для невзрывоопасных помещений:

$$k_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{I_{\text{к.пер}}^{(1)}}{I_{\text{ном.расц}}} \geq 6. \quad (10.16)$$

Проверка автоматических выключателей на отключающую способность проводится случая трехфазного КЗ в начале соединительного кабеля:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = U_{\text{с}}/(\sqrt{3} Z_{\phi}), \quad (10.17)$$

где  $U_{\text{с}}$  – напряжение питающей сети (380 В);  
 $Z_{\phi}$  – полное сопротивление цепи КЗ, Ом.

#### 10.4 Микроэлектронные микропроцессорные защиты электродвигателей

При недостаточной чувствительности, селективности или низком быстродействии защит, встроенных в автоматические выключатели, а также защит на вторичных токовых реле применяют микроэлектронные и микропроцессорные защиты. Микроэлектронные и микропроцессорные реле усложняют схему защит и требуют дополнительных трансформаторов тока и источника оперативного тока для питания реле.

Все ведущие производители релейной защиты выпускают электронные устройства защиты сетей и двигателей 0,4 кВ широкой номенклатуры. Однотипные защиты ведущих фирм имеют достаточно близкие технические и эксплуатационные характеристики. При разработке этих реле, как правило, использованы ранее известные и построения защит, переведенные на новую элементную.

Микроэлектронные реле (статические реле на микроэлектронной элементной базе) позволяют обеспечить высокую чувствительность и стабильные характеристики защит, потребляют небольшую мощность по цепям питания. Примером такого блока может являться БМРЗ-0,4ВВ-20; НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА». Функциональные возможности блока представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Функциональные возможности блока

Наименование функции	Применение
Максимальная токовая защита (МТЗ), количество ступеней	2
Блокировка МТЗ (БМТЗ) при пусках и самозапусках электродвигателей	+
Дальнее резервирование (ДР) при отказе защит или выключателей отходящих линий	+
Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)	+
Внешние защиты	+
Функции управления выключателем	
Оперативное управление	+
Защита от многократных включений ("прыгания") выключателя	+
Контроль цепей сигналов "ВВ отключен", "ВВ включен", "РПВ", времени отключения, времени готовности выключателя	+
Автоматическое включение резерва (АВР СВ)	+
Восстановление нормального режима (ВНР СВ) после АВР СВ	+

Окончание таблицы 10.1

Наименование функции	Применение
Общие функции управления, автоматики и сигнализации	
Обобщенная вызывная сигнализация	+
Сигнализация аварийного отключения	+
Сигнализация срабатывания автоматики (АВР СВ, ВНР СВ)	+
Отображение измеряемых и расчетных параметров	+
Система самодиагностики	+
Счетчики событий и аварий	+
Регистрация максимальных значений токов	+
Регистрация аварийных осциллограмм	+
Ведение журналов сообщений и аварий	+
Возможность создания дополнительных алгоритмов	+
Набор пусковых органов с регулируемыми уставками	18
Набор регулируемых уставок по времени	10
Набор изменяемых программных ключей	10
Назначаемые дискретные входы	27
Назначаемые выходные реле	24
Назначаемые светодиоды	15
Назначаемые кнопки пульта	3
Настраиваемый состав аварийных осциллограмм	+
Настраиваемый состав записей журналов сообщений и аварий	+

Применением микропроцессорной техники и цифровой обработки сигналов позволило обеспечить более высокие технические и эксплуатационные качества защит, чем при применении статических реле на микроэлектронной базе, плавких предохранителей и автоматических выключателей. Использование вычислительных устройств в составе реле позволило разработать новые алгоритмы построения защит, реализация которых была невозможна на ранее применяемой элементарной базе.

Микропроцессорные защиты, в том числе и для двигателей 0,4кВ, обладают многофункциональностью, высокой чувствительностью, более стабильными и точными характеристиками, позволяют более полно использовать перегрузочные характеристики защищаемого двигателя, выполняют функцию ранней диагностики развития аварий, имеют функцию самодиагностики, выявляющую неисправности в работе микропроцессорной части защиты, имеют в своем составе часы реального времени. Современные микропроцессорные защиты сетей 0,4 кВ имеют функцию логической селективности.

Логическая селективность позволяет с минимальной выдержкой времени отключить ток КЗ. Это обеспечивает минимальный термический износ сети при аварийных режимах.

Некоторые микропроцессорные защиты сетей 0,4 кВ имеют возможность регистрировать процесс развития аварий. Поэтому относительно высокая стоимость таких защит окупается их многофункциональностью и надежностью работы, Высокий уровень интеграции современных интегральных схем позволил

обеспечить высокую надежность работы этих устройств и снизить их себестоимость.

Микропроцессорные защиты не требуют настройки (настройка этих реле заключается во вводе правильных уставок), позволяют упростить ввод уставок, а также выводить информацию об уставках и работе защищаемых объектов в систему АСУТП. Кроме функции защиты аналогичные устройства выполняют функцию диагностики, например предпусковой контроль сопротивления изоляции статорной обмотки двигателя в режиме технологических пауз. Это исключает возможность включения двигателя при недостаточно высоком сопротивлении изоляции. Использование этих устройств обеспечивает выполнение современных требований ПУЭ к устройствам защит 0,4 кВ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и элементы Лимпийского гидроузла на р. Чая, являющимся сооружением I класса. В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 460 МВт и среднесуточная выработка 2,48 млрд. 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 – 109,5 м;
- расчетный – 104,0 м;
- минимальный – 96,7 м;

При выборе турбин рассматривался вариант гидротурбины РО115-В. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с тремя гидротурбинами РО115-В-400. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 214,3 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-850/90-28 УХЛ4 с номинальной активной мощностью 153,3 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (3 одиночных блока, 4 отходящие воздушные линии) с двумя рабочими системами шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-200000/220-У1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-5500/15,75 кВ, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС-400/51.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинной с водосбросами совмещенного типа. В состав сооружения входят:

- левобережная грунтовая плотина;
- водосливная бетонная плотина;
- здание ГЭС;
- станционная плотина;
- правобережная грунтовая плотина.

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 90,0 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 337,00;
- число водопропускных отверстий – 5;
- ширина водопропускных отверстий – 12,0 м;
- отметка гребня плотины – 493,60;
- ширина гребня – 25,0 м.

Гашение кинетической энергии водяного потока, пропускаемого через водосливную плотину, производится с помощью водобойного колодца. 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 1,34 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Селемджанского 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 – 141 месяцев;
- себестоимость электроэнергии – 0,25 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 79705 руб./кВт.

Таким образом строительство Лимпийского 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. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ – Саяногорск, 2005. 114 с.
3. Затеева Е.Ю. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затеева. – 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. Затеева, 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. Нецвертный, 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.czt.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.ru> (дата обращения: 27.05.2022).

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. Чая

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год.</sub>
1936	76	57	54	59	1044	1876	930	564	320	278	181	143	465
1937	97	66	52	59	1480	1582	654	264	215	307	227	169	431
1938	94	61	53	545	1685	1214	645	364	319	333	277	232	485
1939	136	83	66	254	1987	808	436	317	253	201	106	94	395
1940	70	49	45	304	1617	850	347	223	190	173	119	106	341
1941	80	61	52	68	1191	2240	1047	494	279	218	144	93	497
1942	63	47	43	58	1397	1133	645	236	231	194	136	97	357
1943	69	47	42	272	1188	612	343	234	185	144	92	73	275
1944	56	44	40	192	1603	802	326	257	181	159	113	76	321
1945	57	45	37	225	791	377	232	244	143	126	114	67	205
1946	62	52	48	168	1480	1309	745	304	246	278	128	108	411
1947	79	60	54	251	1576	1099	728	403	279	283	151	102	422
1948	69	56	50	59	1466	1624	458	240	284	350	227	151	420
1949	82	60	52	87	1932	1263	303	243	237	181	101	83	385
1950	67	53	46	55	1123	1176	434	384	221	175	120	94	329
1951	73	59	51	264	1863	967	421	273	237	204	111	97	385
1952	75	55	47	57	1181	1222	1126	528	454	401	292	197	470
1953	102	65	61	112	1685	1077	374	317	218	315	160	109	383
1954	70	56	52	142	1384	1166	683	418	302	405	312	144	428
1955	89	61	49	143	1548	1205	647	331	366	248	121	113	410
1956	96	70	61	134	1384	1666	816	372	245	256	133	111	445
1957	85	65	61	113	1534	1666	915	360	281	226	127	113	462
1958	73	58	61	125	1603	1357	683	719	320	246	208	128	465
1959	88	70	73	585	1836	1159	495	322	280	260	169	108	454
1960	89	73	59	196	1713	1267	460	272	201	199	118	86	394
1961	67	58	54	71	1354	1040	428	286	277	223	113	97	339
1962	84	63	43	50	1330	1354	495	236	182	129	93	71	344
1963	69	60	59	173	1548	1284	381	234	227	250	131	114	377
1964	83	68	57	65	1589	1904	994	367	225	156	84	70	472
1965	55	44	39	190	1578	767	611	283	246	183	130	94	352
1966	65	49	51	382	919	620	409	358	241	203	108	80	290
1967	62	45	36	67	1548	1960	890	351	265	254	188	125	483
1968	85	64	55	352	1548	1512	709	417	268	181	122	87	450
1969	60	51	43	241	1562	1067	665	1003	234	173	117	93	442
1970	67	45	42	332	1200	1350	851	610	490	375	181	162	475
1971	143	94	73	315	2028	1792	938	401	227	164	80	73	527
1972	64	44	34	244	1066	746	300	172	151	143	102	79	262
1973	61	54	52	170	1726	1750	736	293	225	242	125	103	461
1974	71	53	48	95	1199	763	386	261	255	182	94	83	291
1975	61	43	38	187	1726	888	417	240	252	173	136	111	356
1976	78	60	49	150	1671	934	419	280	225	172	103	81	352
1977	64	47	42	58	1630	1512	710	300	307	198	202	166	436
1978	118	79	57	82	1685	993	378	321	200	161	108	89	356
1979	80	62	56	348	1263	631	245	186	160	149	90	76	279

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год.</sub>
1980	54	46	40	429	1160	704	289	220	160	181	163	126	298
1981	109	91	82	106	1425	1207	619	294	194	221	154	124	385
1982	99	76	59	61	1397	1470	629	356	218	139	133	115	396
1983	83	74	65	160	1740	1540	781	420	356	294	148	120	482
1984	88	77	67	93	1466	1526	523	285	259	211	103	94	399
1985	64	55	51	62	1425	1179	481	329	239	375	175	150	382
1986	115	90	68	220	1850	1207	654	994	405	294	193	236	527
1987	143	94	87	254	1060	1137	499	246	168	139	78	87	332
1988	65	55	56	174	715	913	421	362	312	332	187	152	312
1989	114	89	80	108	1685	930	433	309	286	251	158	158	383
1990	111	97	86	81	1397	1470	541	428	383	340	158	142	436
1991	115	96	86	368	1317	1067	658	488	263	275	187	136	421
1992	88	79	74	196	1781	1051	452	327	259	312	204	168	416
1993	45	37	40	484	1141	533	308	209	249	178	115	64	284
1994	51	44	51	78	1019	980	374	206	145	131	174	145	283
1995	73	61	59	123	1617	921	302	182	155	118	110	102	319
1996	67	52	53	159	1291	1068	275	170	136	111	93	75	296
Q <sub>ср.</sub>	81	62	55	184	1458	1188	559	346	251	226	145	114	389

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 <sub>ВБ</sub> , м	V, км <sup>3</sup>	Z <sub>НБ</sub> , м	Q, м <sup>3</sup> /с	Z <sub>НБ</sub> , м	Q, м <sup>3</sup> /с
380,00	0	380,00	0	380,00	0
408,84	1,30	381,80	474	381,80	539
425,92	2,62	382,90	877	382,90	997
438,21	3,92	383,70	1280	383,70	1454
447,82	5,24	384,30	1683	384,30	1912
455,83	6,54	384,80	2085	384,80	2369
462,50	7,86	385,20	2488	385,20	2827
468,38	9,16	385,50	2890	385,50	3284
473,45	10,46	385,80	3293	385,80	3742
478,26	11,78	386,10	3696	386,10	4200
482,53	13,08	386,40	4098	386,40	4657
486,27	14,40	386,60	4501	386,60	5115
490,00	15,70	386,80	4903	386,80	5572

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 <sub>ВХК</sub> , м <sup>3</sup> /с	250	200	250	300	300	300	170	170	180	250	250	250
Q <sub>исп.</sub> , м <sup>3</sup> /с	0	0	1	1	3	2	2	1	1	0	0	0
Q <sub>льд.</sub> , м <sup>3</sup> /с	-2	-3	1	0	1	2	1	0	0	0	-1	-1
Q <sub>фильт.</sub> , м <sup>3</sup> /с	0	0	1	1	3	3	2	1	1	0	0	0
Q <sub>шл.</sub> , м <sup>3</sup> /с	0	0	1	1	2	2	1	0	0	0	0	0

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Данные по существующим гидроэлектростанциям в районе строительства Лимпийского ГУ

Название	$N_{уст}$ , МВт	$\bar{Э}_{ср.год.}$ , млн. кВт · ч
Иркутская ГЭС	687	4100
Братская Г	4500	22500
Усть-Илимская ГЭС	3840	21700

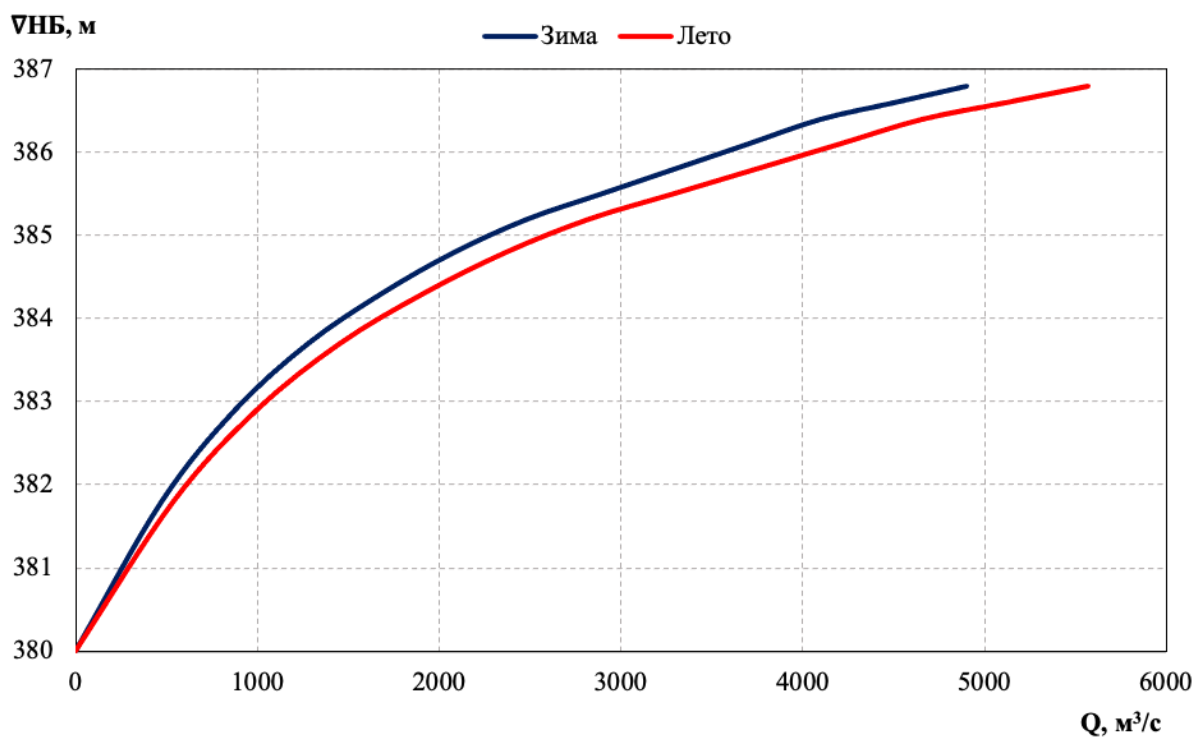


Рисунок А.1 – Кривые связи нижнего бьефа

Продолжение приложения А

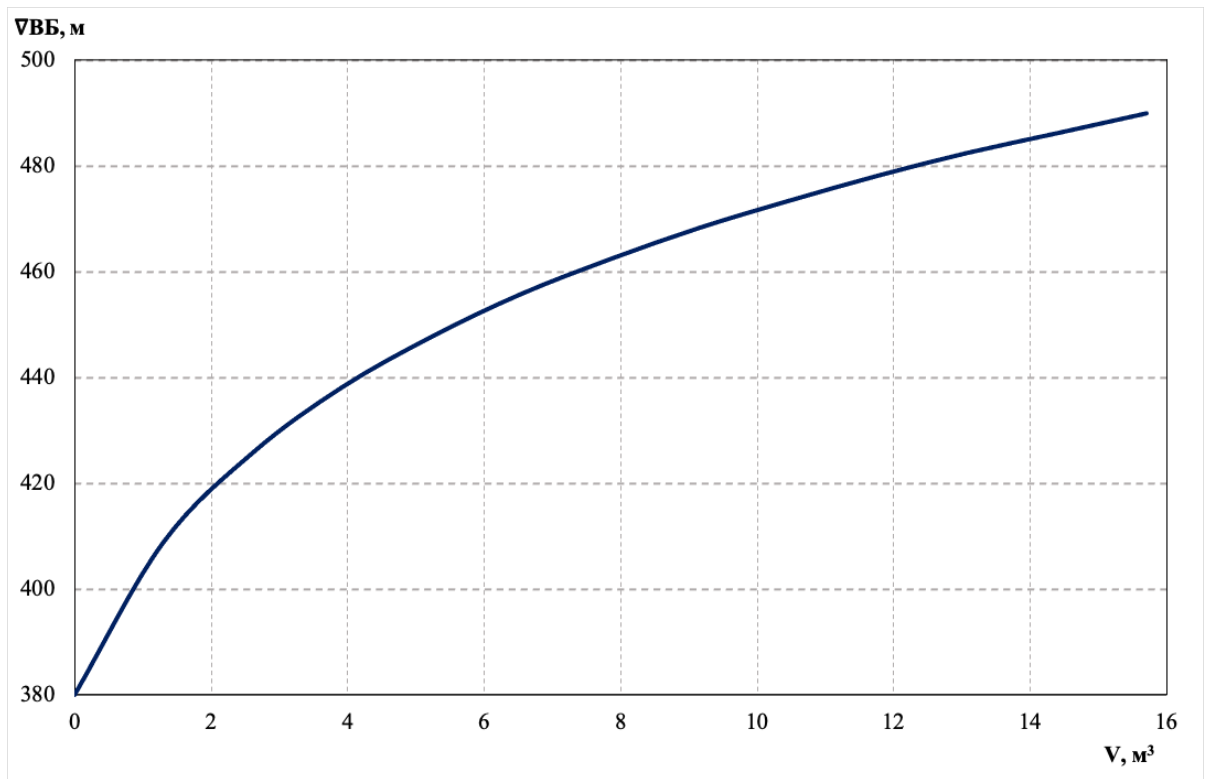


Рисунок А.2 – Кривая связи верхнего бьефа

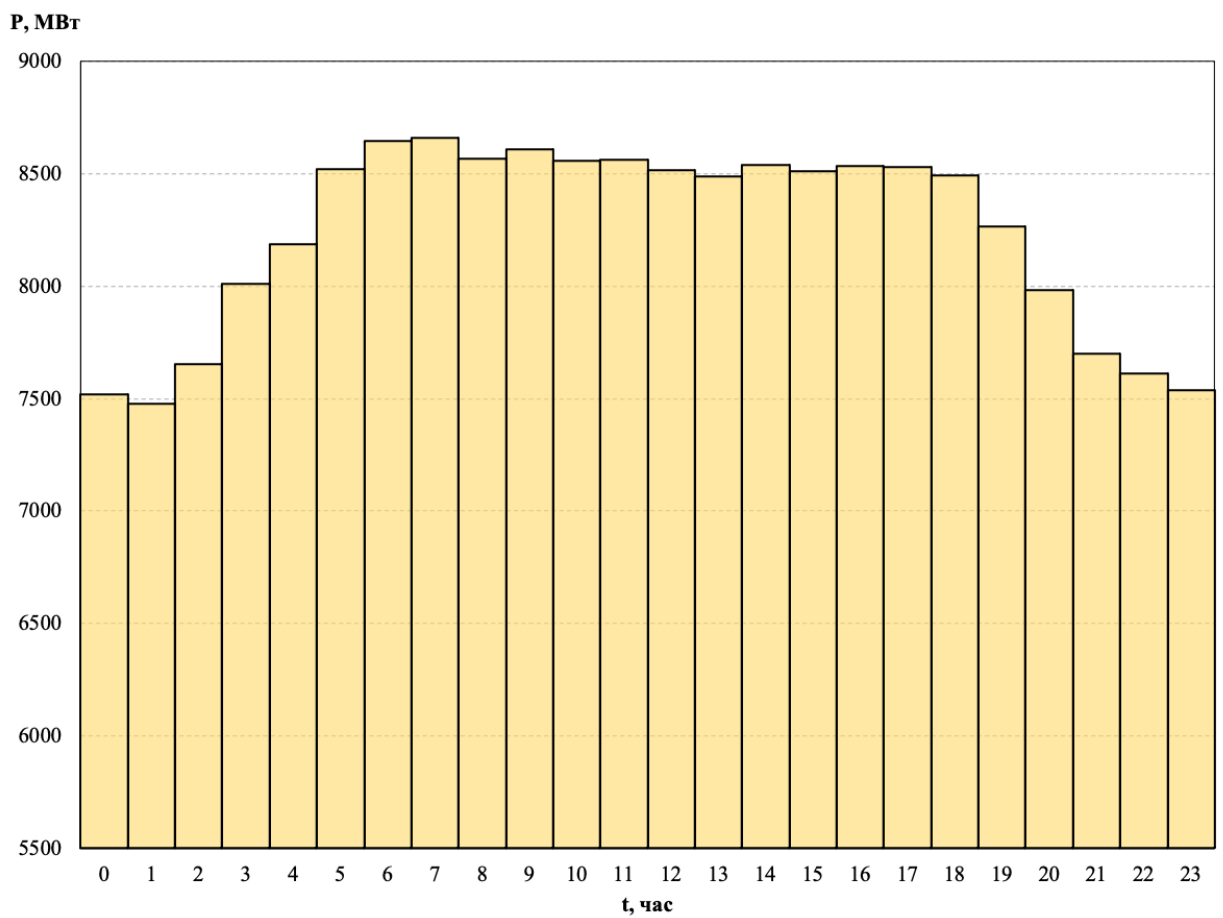


Рисунок А.3 – Суточный график нагрузки для летних суток

Окончание приложения А

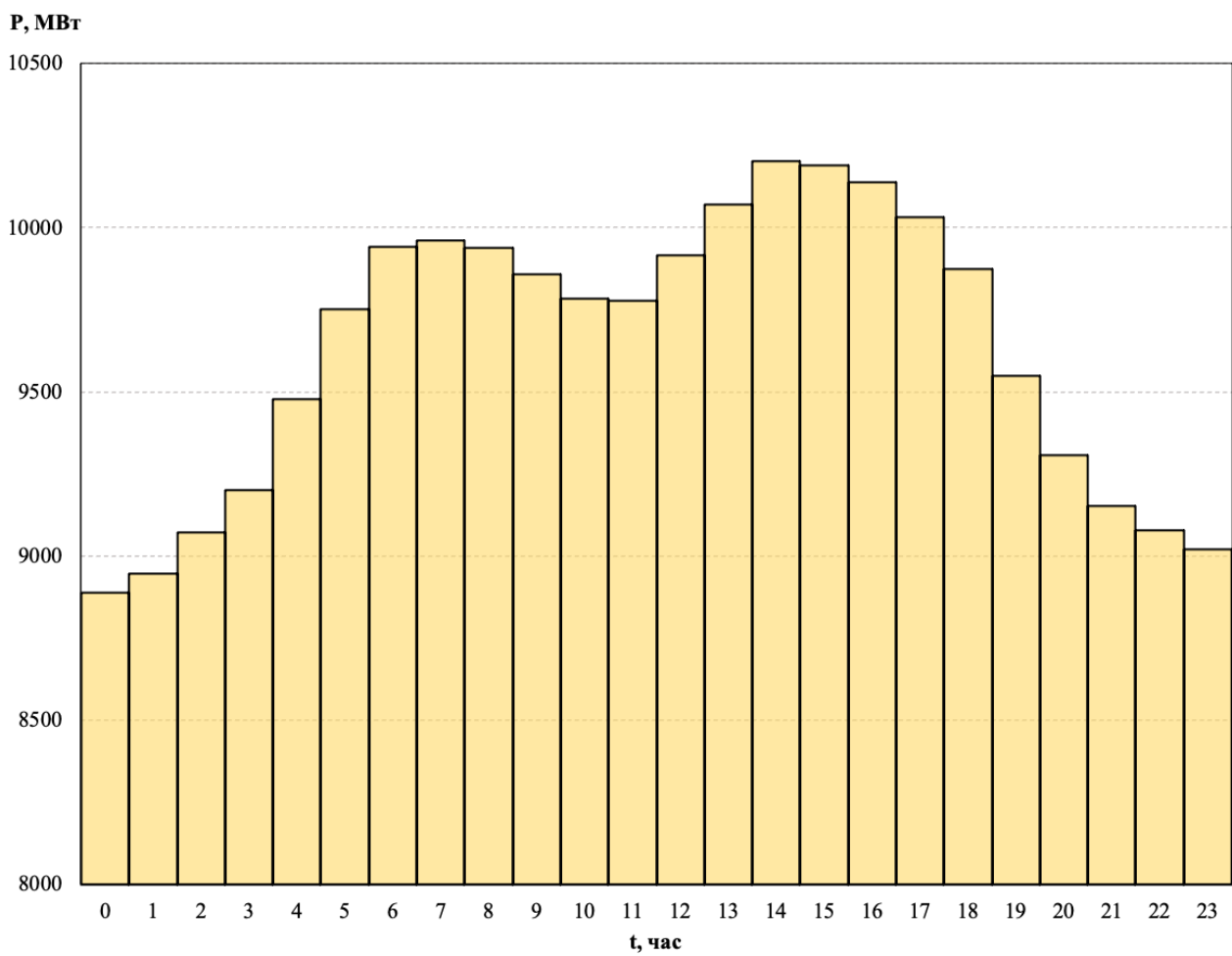


Рисунок А.4 – Суточный график нагрузки для зимних суток

## 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	1,6	1971	527	1971	1290	1938	428
2	3,2	1986	527	1941	1243	1970	407
3	4,8	1941	497	1964	1214	1986	401
4	6,5	1938	485	1967	1187	1959	399
5	8,1	1967	483	1986	1176	1952	392
6	9,7	1983	482	1973	1126	1991	391
7	11,3	1970	475	1983	1120	1954	382
8	12,9	1964	472	1957	1119	1990	376
9	14,5	1952	470	1936	1103	1992	375
10	16,1	1958	465	1958	1091	1988	369
11	17,7	1936	465	1969	1074	1983	365
12	19,4	1957	462	1956	1060	1989	359
13	21,0	1973	461	1968	1047	1947	356
14	22,6	1959	454	1977	1038	1993	356
15	24,2	1968	450	1952	1014	1948	355
16	25,8	1956	445	1970	1003	1968	354
17	27,4	1969	442	1937	995	1980	353
18	29,0	1977	436	1938	977	1958	353
19	30,6	1990	436	1982	963	1985	351
20	32,3	1937	431	1946	959	1966	349
21	33,9	1954	428	1990	959	1955	349
22	35,5	1947	422	1959	953	1971	349
23	37,1	1991	421	1947	951	1939	348
24	38,7	1948	420	1984	950	1937	348
25	40,3	1992	416	1948	947	1936	345
26	41,9	1946	411	1949	935	1953	344
27	43,5	1955	410	1955	933	1956	340
28	45,2	1984	399	1960	928	1977	340
29	46,8	1982	396	1954	913	1981	340
30	48,4	1939	395	1992	903	1951	339
31	50,0	1960	394	1939	887	1963	338
32	51,6	1981	385	1981	886	1946	337
33	53,2	1949	385	1991	882	1987	337
34	54,8	1951	385	1951	881	1957	336
35	56,5	1989	383	1953	863	1967	334
36	58,1	1953	383	1963	862	1973	334
37	59,7	1985	382	1962	854	1979	333
38	61,3	1963	377	1985	853	1940	333
39	62,9	1942	357	1942	853	1960	331
40	64,5	1975	356	1978	844	1969	331
41	66,1	1978	356	1989	839	1984	331
42	67,7	1976	352	1976	826	1975	331



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	69,4	1965	352	1975	818	1965	327
44	71,0	1962	344	1965	810	1941	326
45	72,6	1940	341	1950	779	1961	325
46	74,2	1961	339	1961	777	1976	321
47	75,8	1987	332	1940	759	1982	320
48	77,4	1950	329	1995	755	1978	319
49	79,0	1944	321	1944	747	1943	318
50	80,6	1995	319	1987	735	1974	317
51	82,3	1988	312	1996	701	1972	315
52	83,9	1980	298	1974	652	1949	315
53	85,5	1996	296	1994	645	1994	312
54	87,1	1974	291	1988	603	1942	312
55	88,7	1966	290	1943	594	1944	312
56	90,3	1993	284	1980	594	1995	311
57	91,9	1994	283	1979	581	1950	309
58	93,5	1979	279	1966	576	1964	308
59	95,2	1943	275	1972	571	1945	307
60	96,8	1972	262	1993	548	1996	305
61	98,4	1945	205	1945	410,775	1962	297

Таблица Б.2 – Расходы в расчётном средневодном году 1960 г. ( $P = 50\%$ ),  $\text{м}^3/\text{с}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1960	89	73	59	196	1713	1267	460	272	201	199	118	86	394
$k_{\text{коррект.}}$	91	74	60	201	1637	1211	439	260	206	203	121	88	394

Таблица Б.3 – Расходы в расчётном средневодном году 1993 г. ( $P = 90\%$ ),  $\text{м}^3/\text{с}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1993	45	37	40	484	1141	533	308	209	249	178	115	64	284
$k_{\text{коррект.}}$	39	32	35	422	1236	578	334	226	217	155	100	55	284

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
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	52	42	25	221	401	633	105	34	11	48	21	33

Таблица Б.5 – Координаты для построения ИКН летних суток

$P_{\text{ранж}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta t$	$\Delta P \cdot \Delta t$	$P, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$\mathcal{E}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$
10203	13	0	0	13	0
10190	51	1	51	64	51
10139	69	2	138	133	188
10070	37	3	111	170	299
10033	73	4	291	242	590
9960	19	5	95	261	685
9942	2	6	12	263	697

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.5

$P_{\text{ранж}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta t$	$\Delta P \cdot \Delta t$	$P, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$\text{Э}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$
9940	23	7	161	286	858
9917	41	8	327	327	1185
9876	18	9	162	345	1346
9858	73	10	728	418	2074
9785	6	11	66	424	2140
9779	26	12	311	450	2451
9753	203	13	2645	653	5096
9550	72	14	1005	725	6102
9478	171	15	2558	896	8660
9307	108	16	1723	1003	10383
9199	48	17	814	1051	11197
9152	74	18	1328	1125	12526
9078	5	19	95	1130	12620
9073	51	20	1017	1181	13638
9022	77	21	1613	1258	15250
8945	56	22	1229	1313	16479
8889	8889	23	204454	10203	220933

Таблица Б.6 – Координаты для построения ИКН зимних суток

$P_{\text{ранж}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta t$	$\Delta P \cdot \Delta t$	$P, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$\text{Э}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$
8661	17	0	0	17	0
8644	37	1	37	54	37
8607	38	2	76	92	113
8569	8	3	24	100	137
8561	1	4	4	101	141
8560	20	5	100	121	242
8540	6	6	36	127	278
8534	3	7	21	130	299
8531	11	8	88	141	387
8520	3	9	27	144	414
8517	4	10	40	148	454
8513	21	11	232	170	686
8492	3	12	36	173	722
8489	224	13	2908	396	3630
8265	79	14	1109	475	4740
8186	177	15	2648	652	7388
8009	27	16	433	679	7822
7982	282	17	4792	961	12614
7700	47	18	849	1008	13462
7653	42	19	801	1050	14263
7611	73	20	1465	1124	15727
7538	21	21	442	1145	16170
7517	39	22	861	1184	17030
7477	7477	23	171982	8661	189012

Продолжение приложения Б

Таблица Б.7 – Данные для построения годовых графиков нагрузки энергосистемы

$t$	$ 30^\circ t - 15^\circ $	Радианы	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	$P_t^{max}$ , МВт	$P_t^{cp}$ , МВт
1	15	0,261799388	0,966	10203	9632
2	45	0,785398163	0,707	9996	9445
3	75	1,308996939	0,259	9639	9121
4	105	1,832595715	-0,259	9225	8746
5	135	2,35619449	-0,707	8868	8422
6	165	2,879793266	-0,966	8661	8235
7	195	3,403392041	-0,966	8661	8235
8	225	3,926990817	-0,707	8868	8422
9	255	4,450589593	-0,259	9225	8746
10	285	4,974188368	0,259	9639	9121
11	315	5,497787144	0,707	9996	9445
12	345	6,021385919	0,966	10203	9632

Таблица Б.8 – Среднесуточные выработки и мощности существующих ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\bar{E}_{ср.сут.}$ млн. кВт·ч	159	152	139	126	112	106	106	112	126	139	152	159
$N_{ср.сут.}$ , МВт	6616	6341	5789	5238	4687	4411	4411	4687	5238	5789	6341	6616

Таблица Б.9 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяц	I	II	III	IV	V	VI
$Q_{пол.}^{быт.}$ , м <sup>3</sup> /с	43	34	39	482	1 136	530
$Z_{вб.}$ , м	490	490	490	490	490	490
$Z_{нб.}$ , м	380,2	380,1	380,2	381,5	383,0	381,6
$H_{гэс.}$ , м	114,1	114,2	114,1	112,8	111,3	112,7
$N_{быт.}$ , МВт	40	32	36	440	1024	484

Окончание таблицы Б.9

Месяц	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{пол.}^{быт.}$ , м <sup>3</sup> /с	305	207	247	178	114	43
$Z_{вб.}$ , м	490	490	490	490	490	490
$Z_{нб.}$ , м	381,0	380,7	380,8	380,6	380,4	380,2
$H_{гэс.}$ , м	113,3	113,6	113,5	113,7	113,9	114,1
$N_{быт.}$ , МВт	280	190	227	164	105	40

Таблица Б.10 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI
$Q_{вхк.}$ , м <sup>3</sup> /с	250	200	250	300	300	300
$Z_{вб.}$ , м	490	490	490	490	490	490
$Z_{нб.}$ , м	380,8	380,7	380,8	380,9	380,9	380,9
$H_{гэс.}$ , м	113,5	113,6	113,5	113,4	113,4	113,4
$N_{вхк.}$ , МВт	229,8	184,1	229,8	275,4	275,4	275,4

Продолжение таблицы Б.10

Месяц	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{вхк.}$ , м <sup>3</sup> /с	170	170	180	250	250	250

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.10

Месяц	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Z_{ВБ}, \text{ м}$	490	490	490	490	490	490
$Z_{НБ}, \text{ м}$	380,6	380,6	380,6	380,8	380,8	380,8
$H_{ГЭС}, \text{ м}$	113,7	113,7	113,7	113,5	113,5	113,5
$N_{ВХК}, \text{ МВт}$	229,8	184,1	229,8	275,4	275,4	275,4

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
$N_{\text{быт.}}, \text{ МВт}$	40	32	36	440	1024	484	280	190	227	164	105	40
$N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	229,8	184,1	229,8	275,4	275,4	275,4	156,6	156,6	165,8	229,8	229,8	229,8
$N_{\text{быт.}} - N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$	-205	-163	-210	184	841	233	138	39	69	-72	-135	-187

Продолжение приложения Б

Таблица Б.12 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{исп}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{фл}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{лд}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{шл}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{п.быт}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{вдхр}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{ГЭС}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{ВХК}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{х.сб}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{нб}},$ м <sup>3</sup> /с
X	178	0	0	-1	0	179	106,7	286	250	0	286
XI	115	0	0	-1	0	116	339,1	455	250	0	455
XII	64	0	0	-2	0	66	402,6	468	250	0	468
I	45	0	0	-3	0	48	258,4	307	250	0	307
II	37	1	1	1	0	34	166	200	200	0	201
III	40	1	1	0	0	38	212	250	250	0	251
IV	484	3	3	1	0	477	-177	300	300	0	303
V	1141	2	3	2	0	1134	-834	300	300	0	303
VI	533	2	2	1	0	528	-228	300	300	0	302
VII	308	1	1	0	0	306	-136	170	170	0	171
VIII	209	1	1	0	0	207	-37	170	170	0	171
IX	249	0	0	0	0	249	-69	180	180	0	180

Окончание таблицы Б.12

Месяц	$V_{\text{нач}}$			$\Delta V$			$Z_{\text{нб}},$ м	$H,$ м	$N_{\text{ГЭС}},$ МВт	$N_{\text{гар}},$ МВт
	$V_{\text{нач}}$	$\Delta V$	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
X	15,65	0,3	15,37	490,0	489,2	489,6	380,9	108,0	250,0	250,0
XI	15,4	0,9	14,49	489,2	486,6	487,9	381,4	105,8	390,0	390,0
XII	14,5	1,0	13,44	486,6	483,4	485,0	381,4	102,9	390,0	390,0
I	13,4	0,7	12,77	483,4	481,3	482,4	381,0	100,7	250,0	250,0
II	12,8	0,4	12,34	481,3	480,0	480,7	380,7	99,3	161,0	ВХК
III	12,3	0,6	11,79	480,0	478,2	479,1	380,8	97,6	197,9	ВХК
IV	11,8	-0,5	12,25	478,2	479,7	479,0	381,0	97,3	236,2	ВХК
V	12,2	-2,2	14,42	479,7	486,4	483,0	381,0	101,4	246,5	ВХК
VI	14,4	-0,6	15,01	486,4	488,1	487,2	381,0	105,6	256,9	ВХК
VII	15,0	-0,4	15,4	488,1	489,2	488,7	380,6	107,4	148,1	ВХК
VIII	15,4	-0,1	15,5	489,2	489,5	489,3	380,6	108,1	148,4	ВХК
IX	15,5	-0,2	15,64	489,5	490,0	489,7	380,6	108,4	158,1	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	178	0	0	-1	0	179	106,7	286	250	0	286
XI	115	0	0	-1	0	116	339,1	455	250	0	455
XII	64	0	0	-2	0	66	402,6	468	250	0	468
I	45	0	0	-3	0	48	258,2	307	250	0	307
II	37	1	1	1	0	34	166	200	200	0	201
III	40	1	1	0	0	38	212	250	250	0	251
IV	484	3	3	1	0	477	-177	300	300	0	303
V	1141	2	3	2	0	1134	-834	300	300	0	303
VI	533	2	2	1	0	528	-228	300	300	0	302
VII	308	1	1	0	0	306	-136	170	170	0	171
VIII	209	1	1	0	0	207	-37	170	170	0	171
IX	249	0	0	0	0	249	-69	180	180	0	180

Окончание таблицы Б.13

Месяц	$V_{\text{нач}}$			$\Delta V$			$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{ МВт}$
	$V_{\text{нач}}$	$\Delta V$	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
X	15,65	0,3	15,37	490,0	489,2	489,6	380,9	108,0	250,0	250,0
XI	15,4	0,9	14,49	489,2	486,6	487,9	381,4	105,8	390,0	390,0
XII	14,5	1,0	13,44	486,6	483,4	485,0	381,4	102,9	390,0	390,0
I	13,4	0,7	12,77	483,4	481,3	482,4	381,0	100,7	250,0	250,0
II	12,8	0,4	12,34	481,3	480,0	480,7	380,7	99,3	161,0	ВХК
III	12,3	0,6	11,79	480,0	478,2	479,1	380,8	97,6	197,9	ВХК
IV	11,8	-0,5	12,25	478,2	479,7	479,0	381,0	97,3	236,2	ВХК
V	12,2	-2,2	14,42	479,7	486,4	483,0	381,0	101,4	246,5	ВХК
VI	14,4	-0,6	15,01	486,4	488,1	487,2	381,0	105,6	256,9	ВХК
VII	15,0	-0,4	15,4	488,1	489,2	488,7	380,6	107,4	148,1	ВХК
VIII	15,4	-0,1	15,5	489,2	489,5	489,3	380,6	108,1	148,4	ВХК
IX	15,5	-0,2	15,65	489,5	490,0	489,7	380,6	108,4	158,1	ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.14 – Расчёт и распределение резервов

Месяц	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	$P_{max}$	$P_{нагр.}$	$P_{авар.}$	$P_{раб.}$	$P_{нагр.}$	$P_{рем.}$	$P_{раб.}$	$P_{нагр.}$	$P_{рем.}$	$P_{раб.}$	$P_{нагр.}$	$P_{авар.}$	$P_{рем.}$
I	10772	108	1077	460	1	0	4950	11	0	5066	51	507	0
II	10413	104	1041	437	1	0	5000	11	0	4976	50	498	0
III	9791	98	979	414	1	0	4768	11	0	4609	46	461	26
IV	9073	91	907	391	1	0	4418	11	0	4263	43	426	0
V	8451	85	845	368	1	317	4115	11	0	3967	40	397	0
VI	8092	81	809	345	1	0	3941	11	634	3806	38	381	0
VII	8092	81	809	345	1	0	3941	11	634	3806	38	381	0
VIII	8451	85	845	368	1	317	4115	11	0	3967	40	397	0
IX	9073	91	907	391	1	0	4418	11	0	4263	43	426	0
X	9791	98	979	414	1	0	4768	11	0	4609	46	461	26
XI	10413	104	1041	437	1	0	5000	11	0	4976	50	498	0
XII	10772	108	1077	460	1	0	4950	11	0	5066	51	507	0

Таблица Б.15 – Расчёт режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ},$ м <sup>3</sup> /с	$Z_{НБ},$ м	$\nabla_{НПУ},$ М	$\nabla_{УМО},$ м	$H_p,$ м	$H_{ГЭС},$ м	$Q_{ГЭС},$ м <sup>3</sup> /с	$H_{ГЭС},$ м	$Q_{ГЭС},$ м <sup>3</sup> /с
81	380,29	490	478,2	485,0	516	110,0	566	110,0
539	381,61	490	478,2	485,0	526	108,0	517	92,0
997	382,70	490	478,2	485,0	536	106,0	510	89,5
1454	383,59	490	478,2	485,0	546	104,0	503	87,0
1912	384,31	490	478,2	485,0	557	102,0	496	84,5
2369	384,87	490	478,2	485,0	568	100,0	488	82,0
2827	385,31	490	478,2	485,0	579	98,0	481	79,5
3284	385,64	490	478,2	485,0	592	96,0	473	77,0
3742	385,90	490	478,2	485,0	604	94,0	466	74,5
4200	386,12	490	478,2	485,0	617	92,0	458	72,0
4657	386,30	490	478,2	485,0	631	90,0	450	69,5
5115	386,50	490	478,2	485,0	645	88,0	441	67,0

Продолжение приложения Б

Таблица Б.16 – Работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдкр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$
X	203	0	0	1	0	202	83,4	250	286	0	287
XI	171	0	0	1	-2	172	281,6	250	453	0	454
XII	88	0	0	1	-5	92	372,9	250	465	0	466
I	91	0	0	1	-3	93	210,3	250	303	0	304
II	74	0	0	1	-2	75	240	200	315	0	316
III	70	0	0	1	0	69	300	250	369	0	370
IV	591	0	0	1	12	578	-80	300	498	0	499
V	1337	10	0	1	0	1326	-650	300	176	0	1177
VI	1011	10	0	1	0	1000	-550	300	450	0	451
VII	439	10	0	1	0	428	-60	170	368	0	369
VIII	260	10	0	1	0	249	-79	170	170	0	171
IX	306	10	0	1	0	295	-70	180	225	0	226

Окончание таблицы Б.16

Месяц	$V_{\text{нач}}$			$\Delta V$			$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$	Э, млн. кВт · ч
	$V_{\text{нач}}$	$\Delta V$	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$					
X	15,7	0,2	15,4	490,0	489,4	489,7	380,9	108,1	250,0	180	15,7
XI	15,43	0,7	14,70	489,4	487,2	488,3	381,4	106,2	390,0	290	15,5
XII	14,7	1,0	13,73	487,2	484,3	485,7	381,4	103,6	390,0	281	14,7
I	13,7	0,5	13,18	484,3	482,6	483,4	381,0	101,8	250,0	186	13,7
II	13,2	0,6	12,56	482,6	480,7	481,6	381,0	99,9	255,3	190	13,2
III	12,6	0,8	11,78	480,7	478,2	479,4	381,1	97,6	291,7	203	12,6
IV	11,8	-0,2	11,99	478,2	478,9	478,5	381,5	96,3	388,6	289	11,8
V	12,0	-1,7	13,68	478,9	484,1	481,5	383,1	97,7	139,0	100	12,0
VI	13,7	-1,4	15,11	484,1	488,4	486,3	381,4	104,2	379,7	282	13,7
VII	15,1	-0,2	15,26	488,4	488,9	488,7	381,1	106,8	318,6	229	15,1
VIII	15,3	-0,2	15,5	488,9	489,5	489,2	380,6	107,9	148,5	110	15,3
IX	15,5	-0,2	15,7	489,5	490,0	489,7	380,7	108,3	197,0	142	15,5



Продолжение приложения Б

Таблица Б.17 – Работа ГЭС по режиму сработки расчётного маловодного года

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{исп}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{шл}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{фл}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{лд}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{п.быт}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{вдхр}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{вхк}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{ГЭС}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{х.сб}},$ м <sup>3</sup> /с	$Q_{\text{нб}},$ м <sup>3</sup> /с
X	203	0	0	1	0	202	83,4	250	286	0	286
XI	171	0	0	1	-2	172	281,6	250	453	0	454
XII	88	0	0	1	-5	92	372,9	250	465	0	466
I	91	0	0	1	-3	93	210,3	250	303	0	304
II	74	0	0	1	-2	75	240	200	315	0	316
III	70	0	0	1	0	69	300	250	369	0	371
IV	591	0	0	1	12	578	-80	300	498	0	499
V	1337	10	0	1	0	1326	-650	300	176	0	1175
VI	1011	10	0	1	0	1000	-550	300	450	0	451
VII	439	10	0	1	0	428	-60	170	368	0	369
VIII	260	10	0	1	0	249	-79	170	170	0	170
IX	306	10	0	1	0	295	-70	180	225	0	226

Окончание таблицы Б.17

Месяц	$V_{\text{нач}}$			$\Delta V$			$Z_{\text{нб}},$ м	$H,$ м	$N_{\text{ГЭС}},$ МВт	$Z_{\text{кон}},$ м	Э, млн. кВт · ч
	$V_{\text{нач}}$	$\Delta V$	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$					
X	15,7	0,2	15,4	490,0	489,4	489,7	380,9	108,1	250,0	180	15,7
XI	15,43	0,7	14,70	489,4	487,2	488,3	381,4	106,2	390,0	290	15,4
XII	14,7	1,0	13,73	487,2	484,3	485,7	381,4	103,6	390,0	281	13,7
I	13,7	0,5	13,18	484,3	482,6	483,4	381,0	101,8	250,0	186	13,7
II	13,2	0,6	12,56	482,6	480,7	481,6	381,0	99,9	255,3	190	13,2
III	12,6	0,8	11,78	480,7	478,2	479,4	381,1	97,6	291,7	203	12,6
IV	11,8	-0,2	11,99	478,2	478,9	478,5	381,5	96,3	388,6	289	11,8
V	12,0	-1,7	13,68	478,9	484,1	481,5	383,1	97,7	139,0	100	12,1
VI	13,7	-1,4	15,11	484,1	488,4	486,3	381,4	104,2	379,7	282	13,5
VII	15,1	-0,2	15,26	488,4	488,9	488,7	381,1	106,8	318,6	229	15,1
VIII	15,3	-0,2	15,5	488,9	489,5	489,2	380,6	107,9	148,5	110	15,2
IX	15,5	-0,2	15,7	489,5	490,0	489,7	380,7	108,3	197,0	142	15,5

Продолжение приложения Б

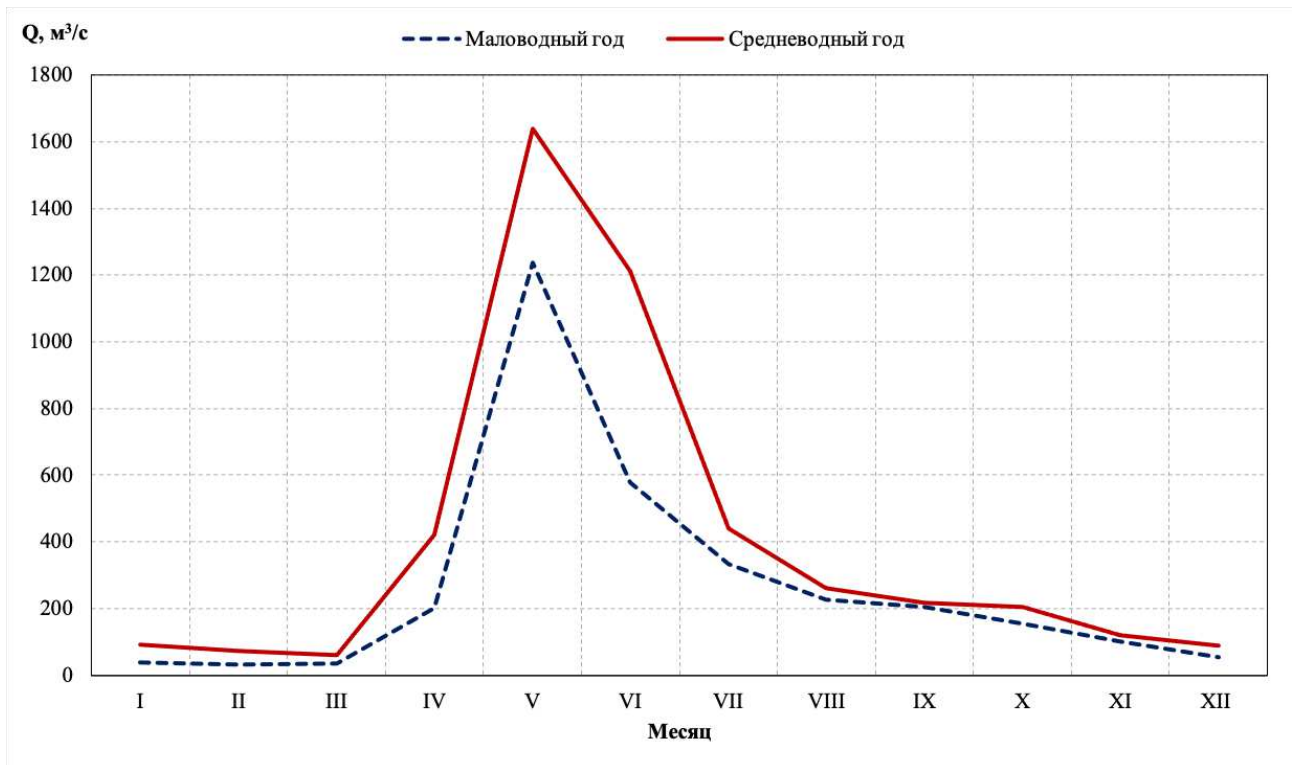


Рисунок Б.1 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

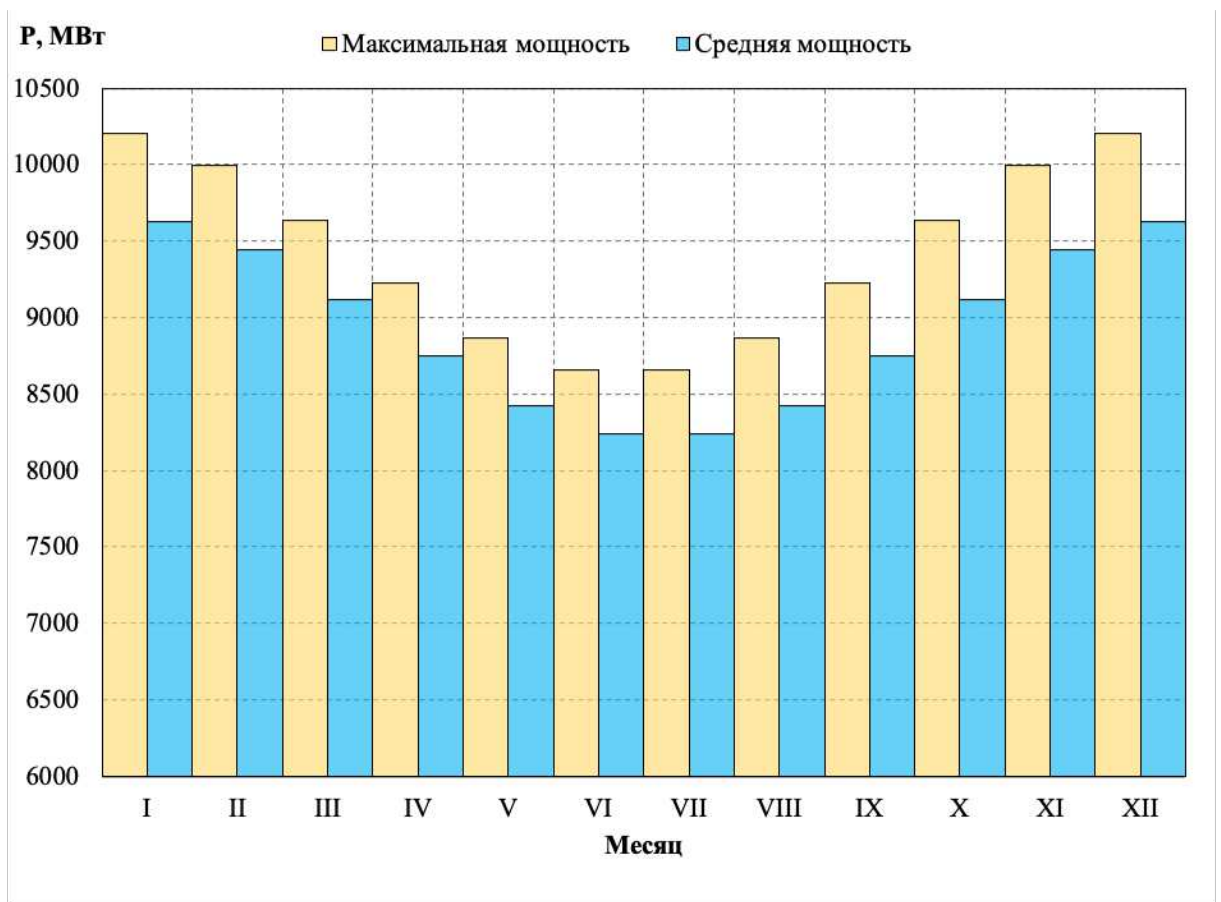


Рисунок Б.2 – Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Продолжение приложения Б

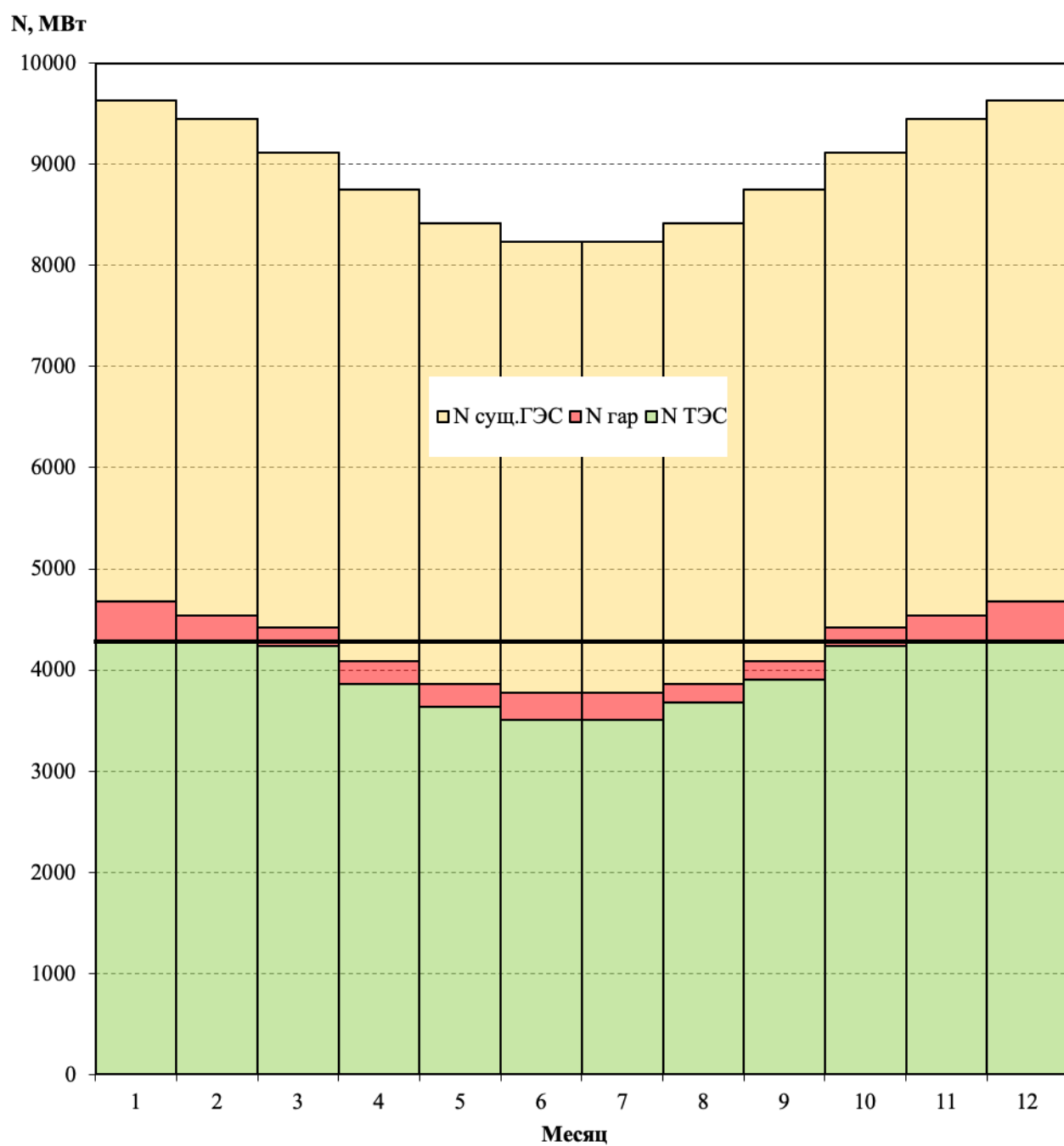


Рисунок Б.3 – Баланс энергии

Продолжение приложения Б

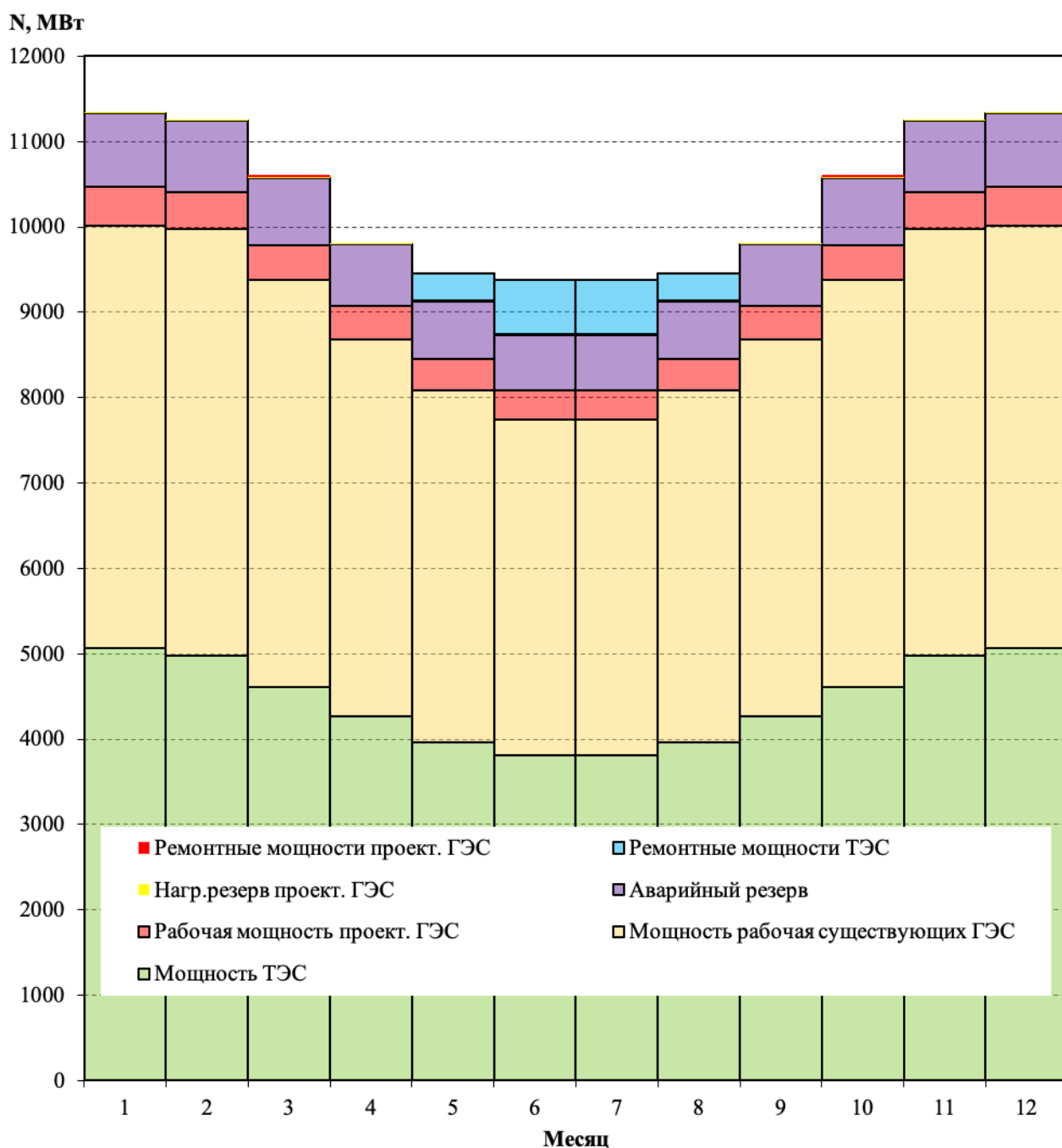


Рисунок Б.4 – Баланс мощности

Продолжение приложения Б

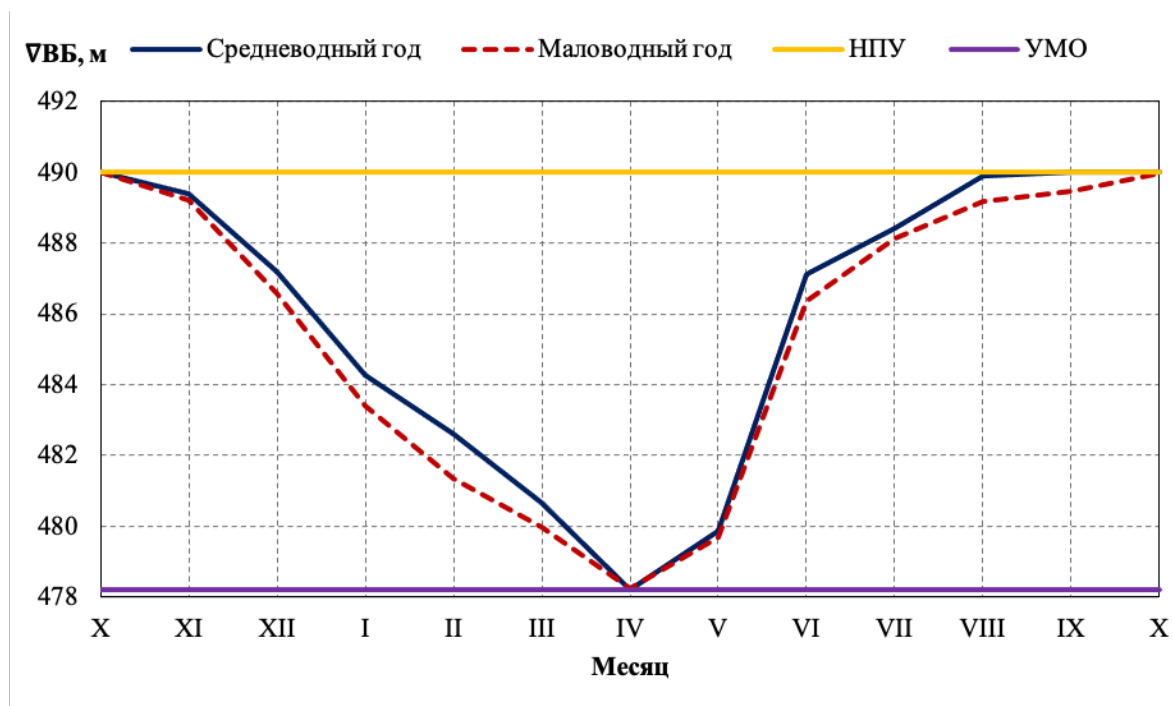


Рисунок Б.5 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодном и средневодном годах

Продолжение приложения Б

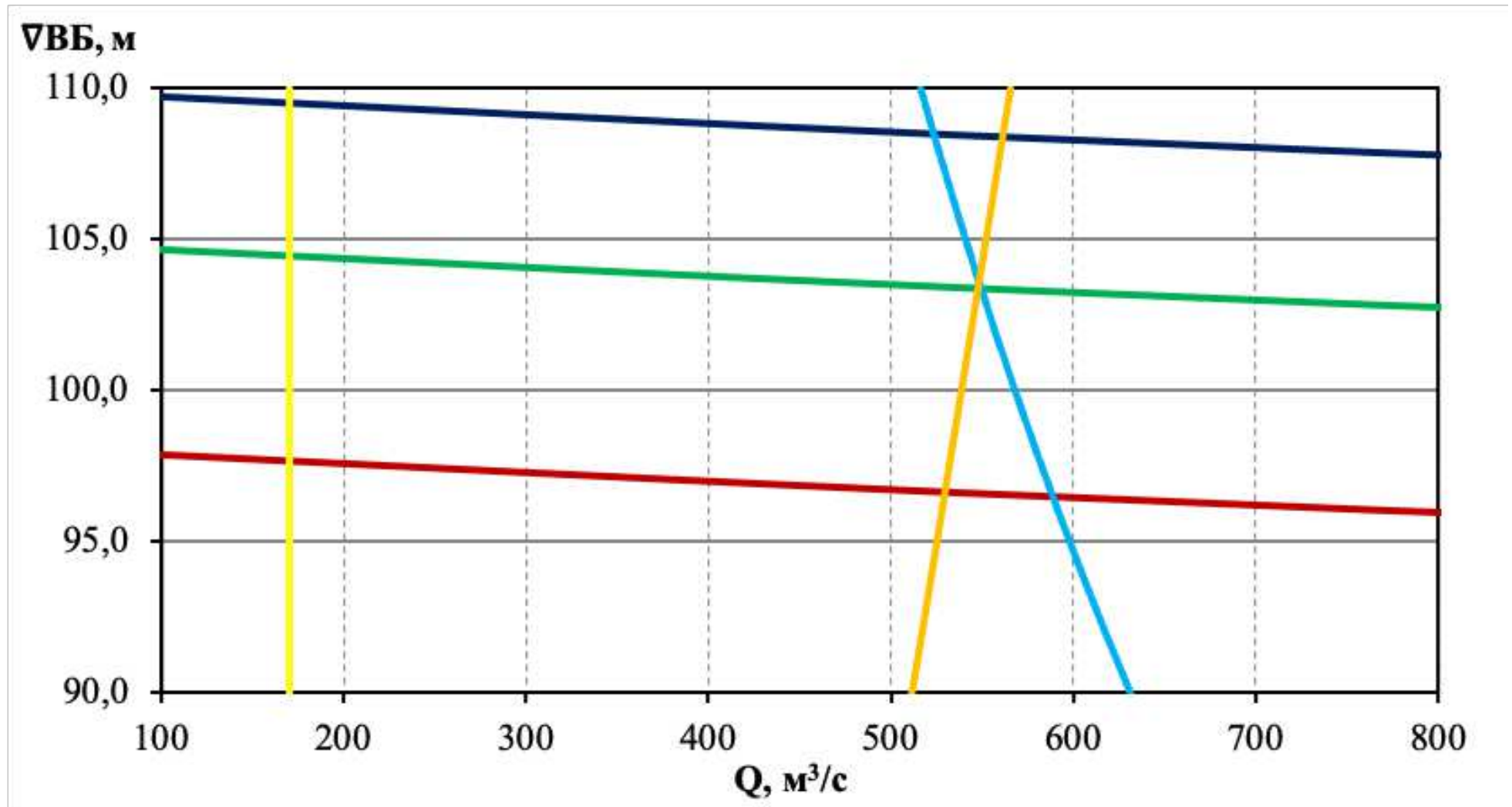


Рисунок Б.6 – Режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

Продолжение приложения Б

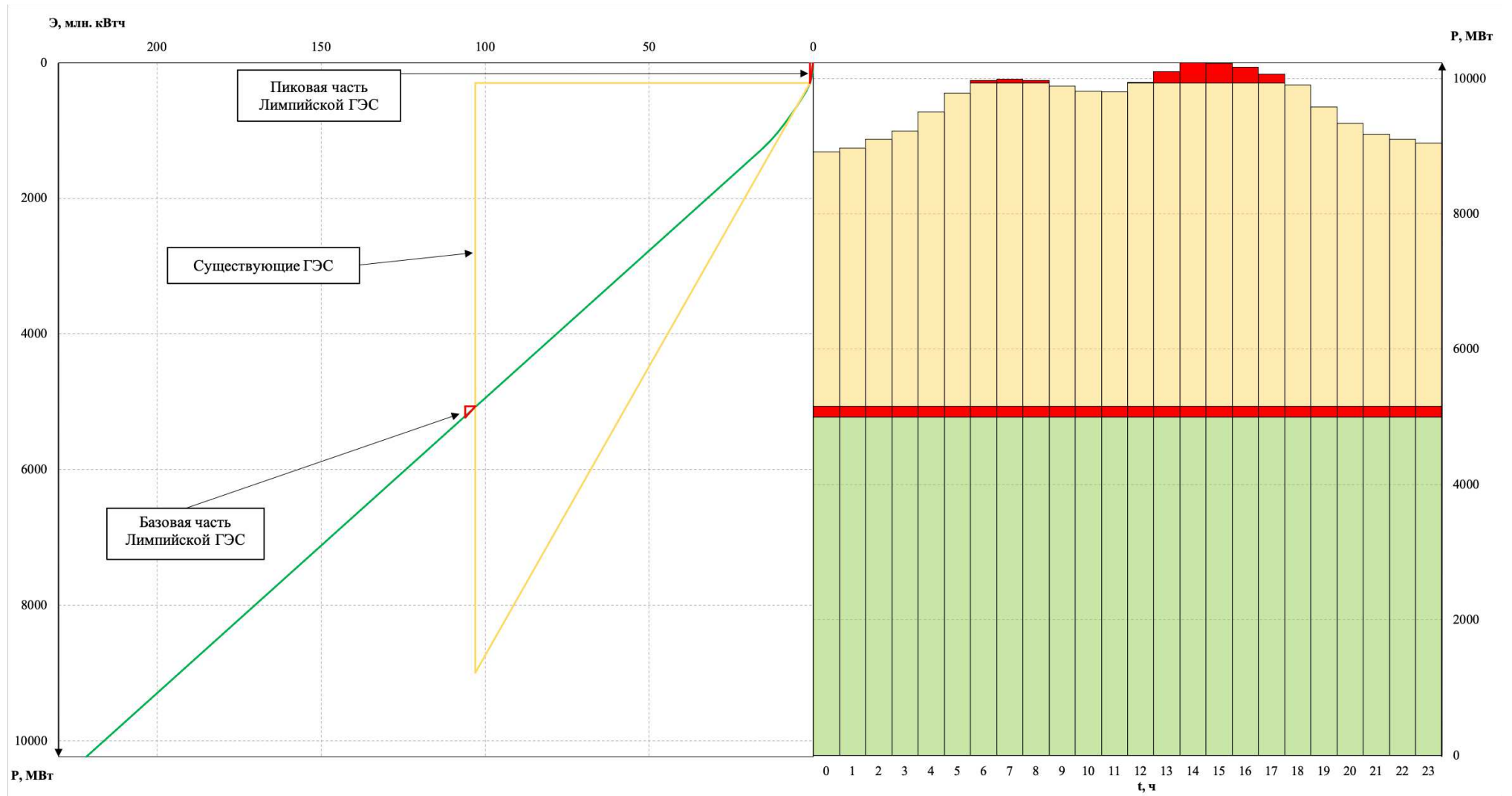


Рисунок Б.7 – Суточный график нагрузки декабря – января, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

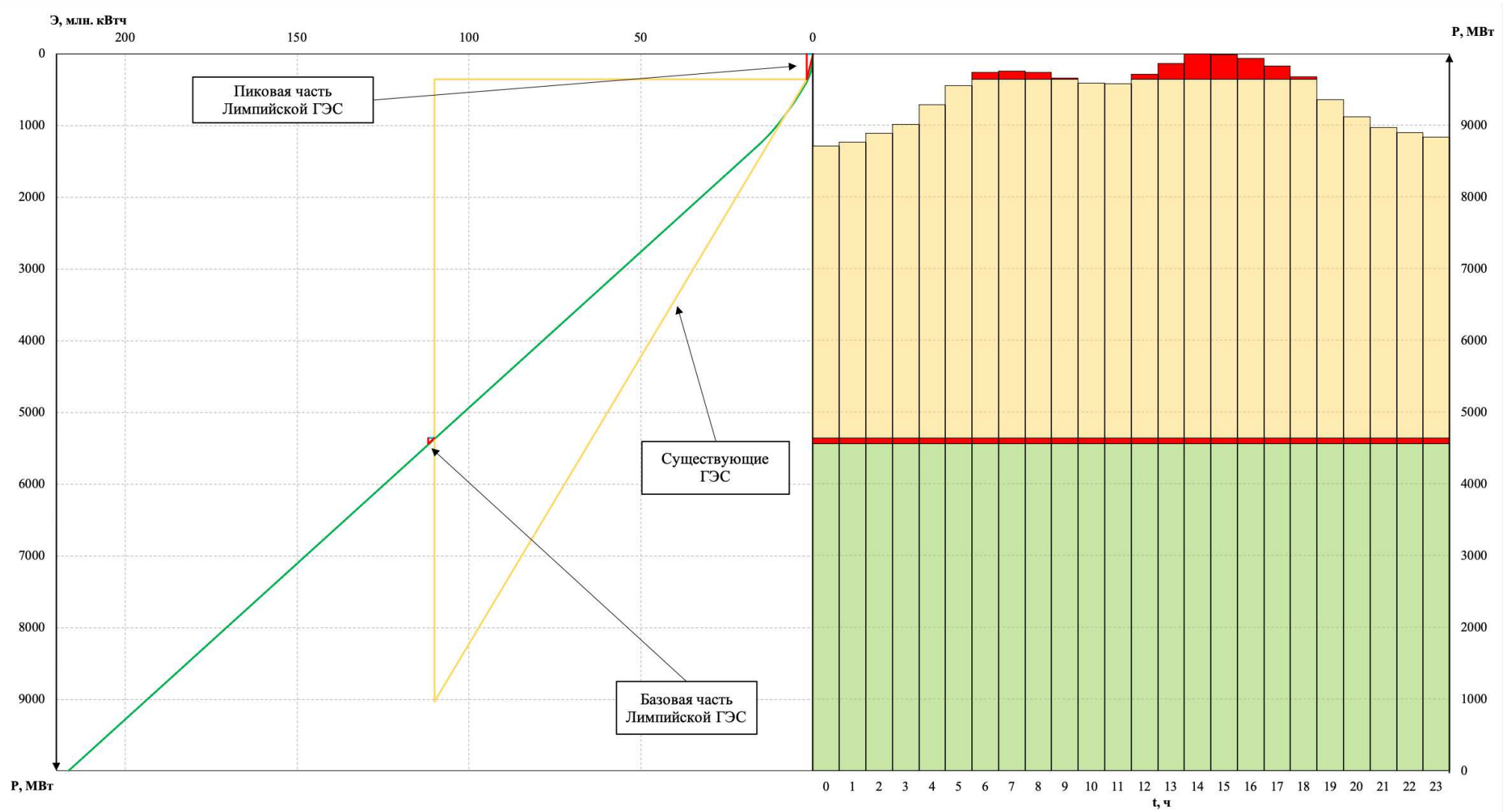


Рисунок Б.8 – Суточный график нагрузки ноября – февраля, совмещённый с ИКН



Продолжение приложения Б

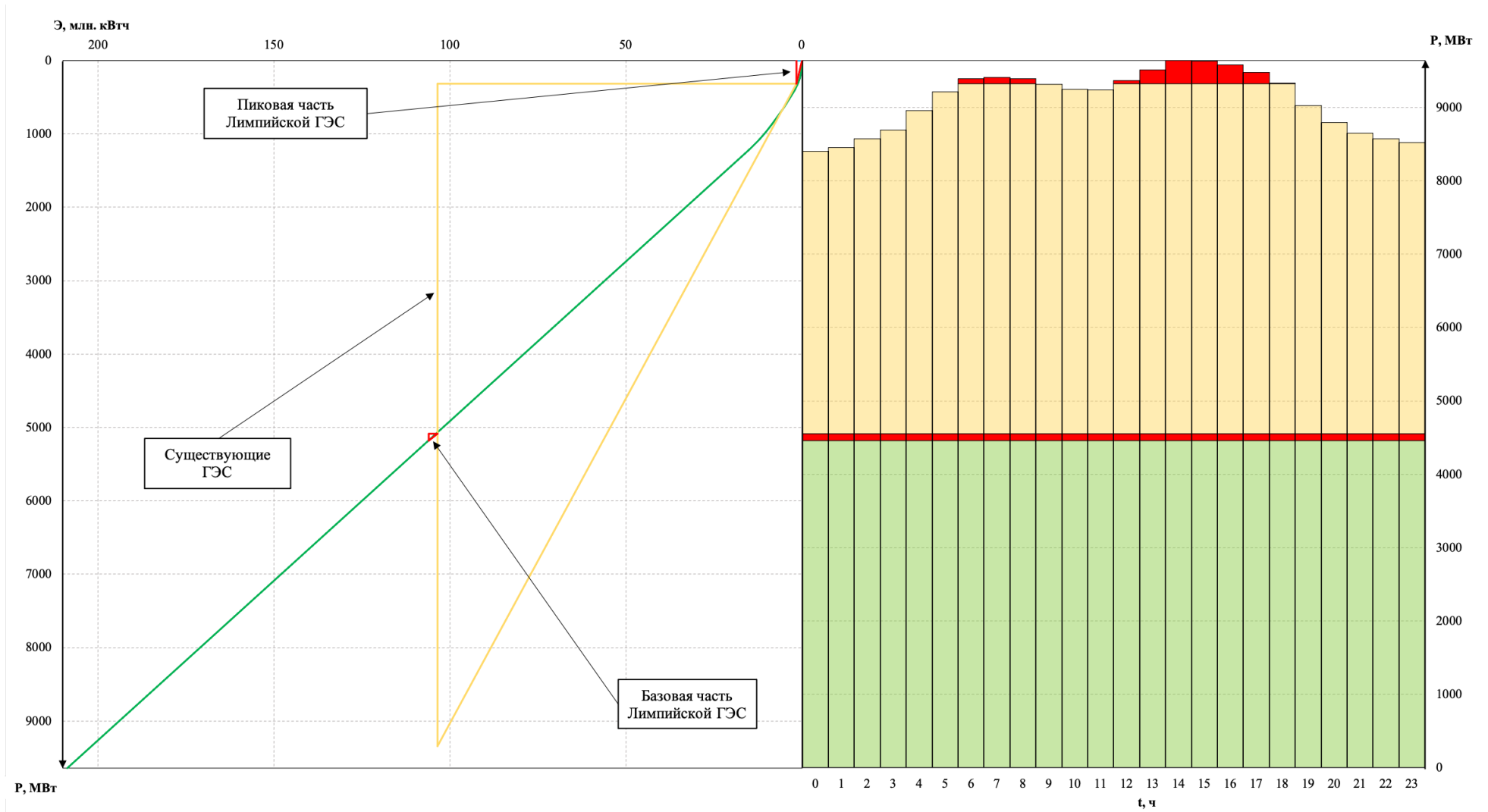


Рисунок Б.9 – Суточный график нагрузки октября – марта, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

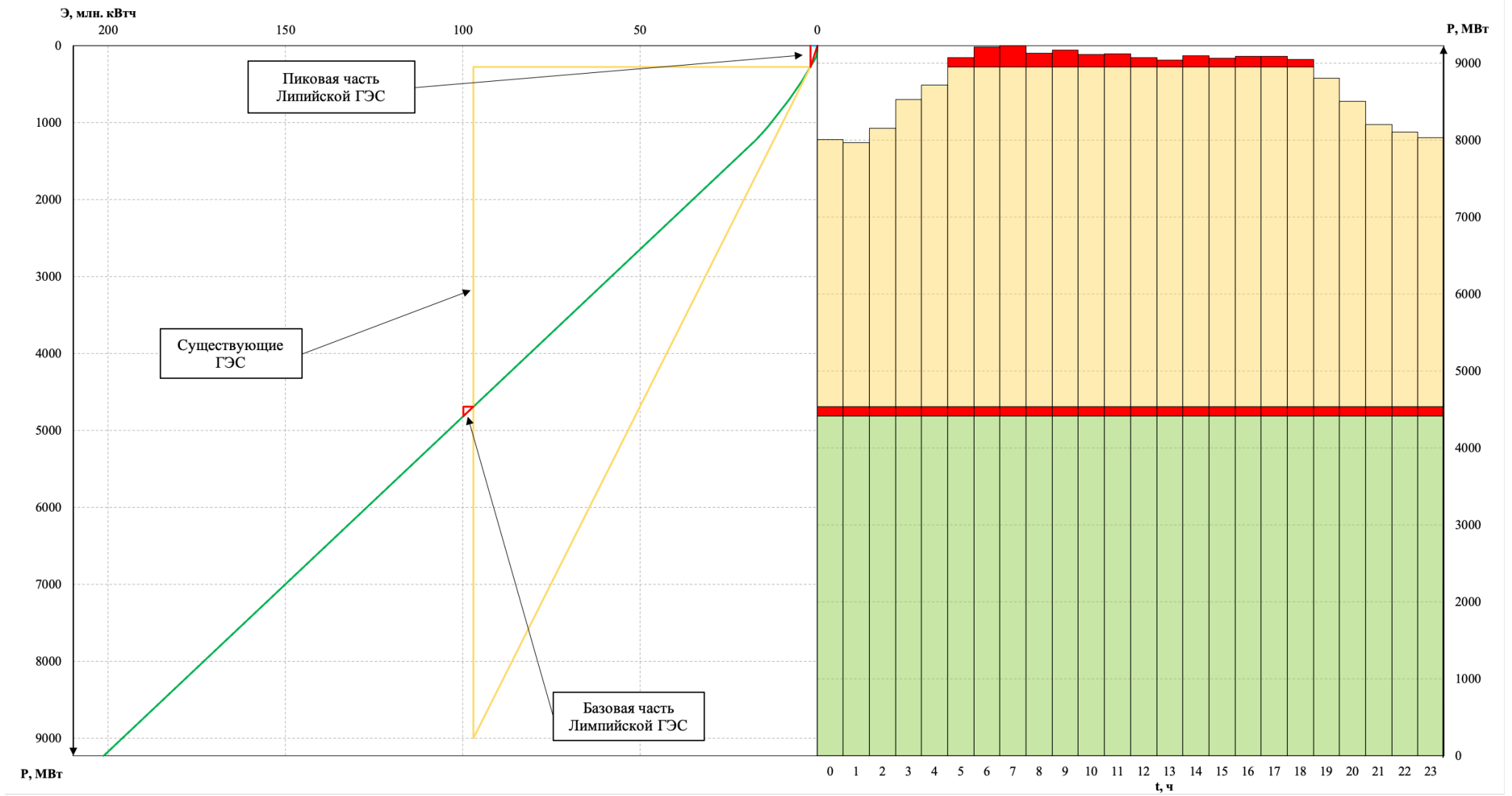


Рисунок Б.10 – Суточный график нагрузки сентября – апреля, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

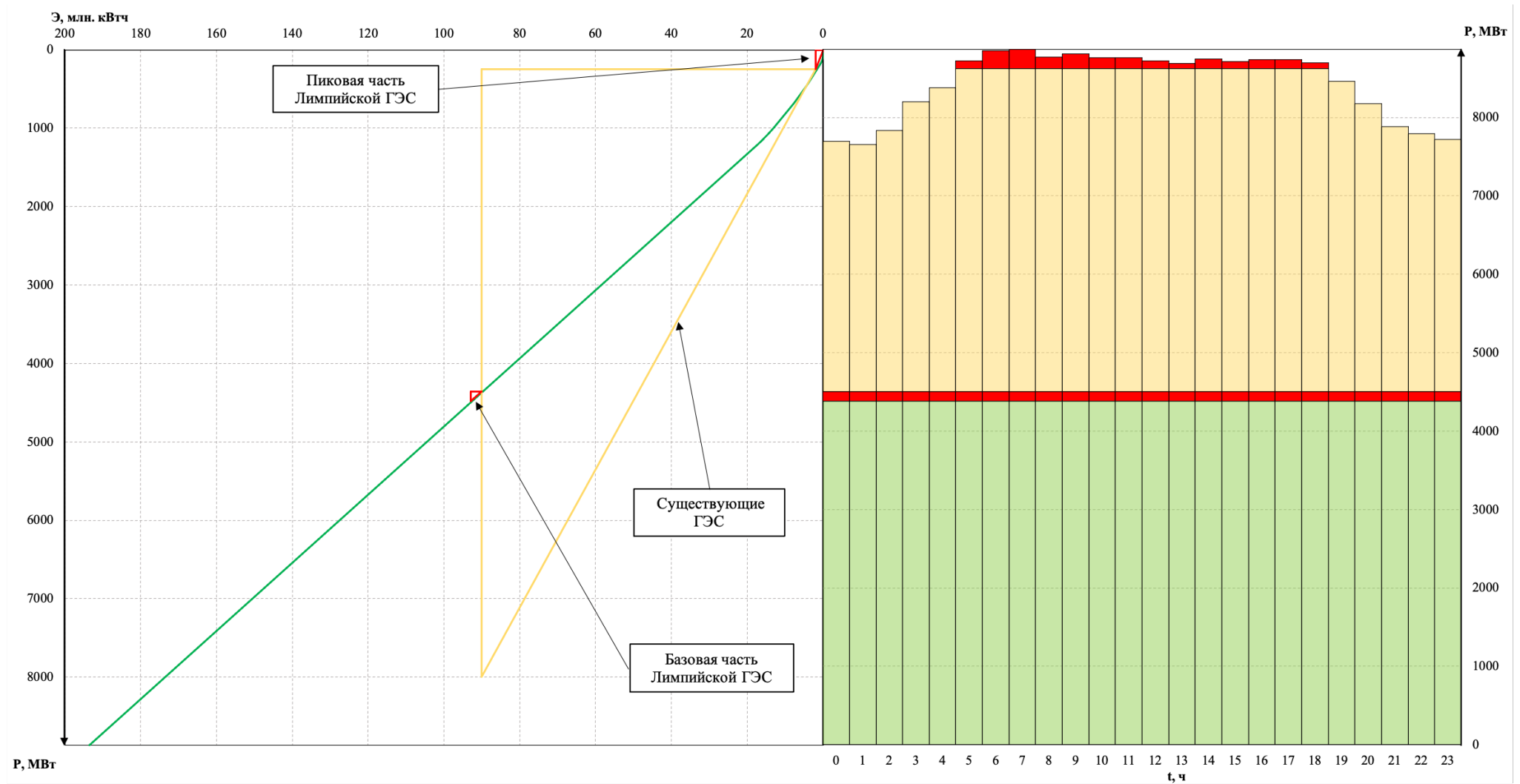


Рисунок Б.11 – Суточный график нагрузки августа – мая, совмещённый с ИКН

# Окончание приложения Б

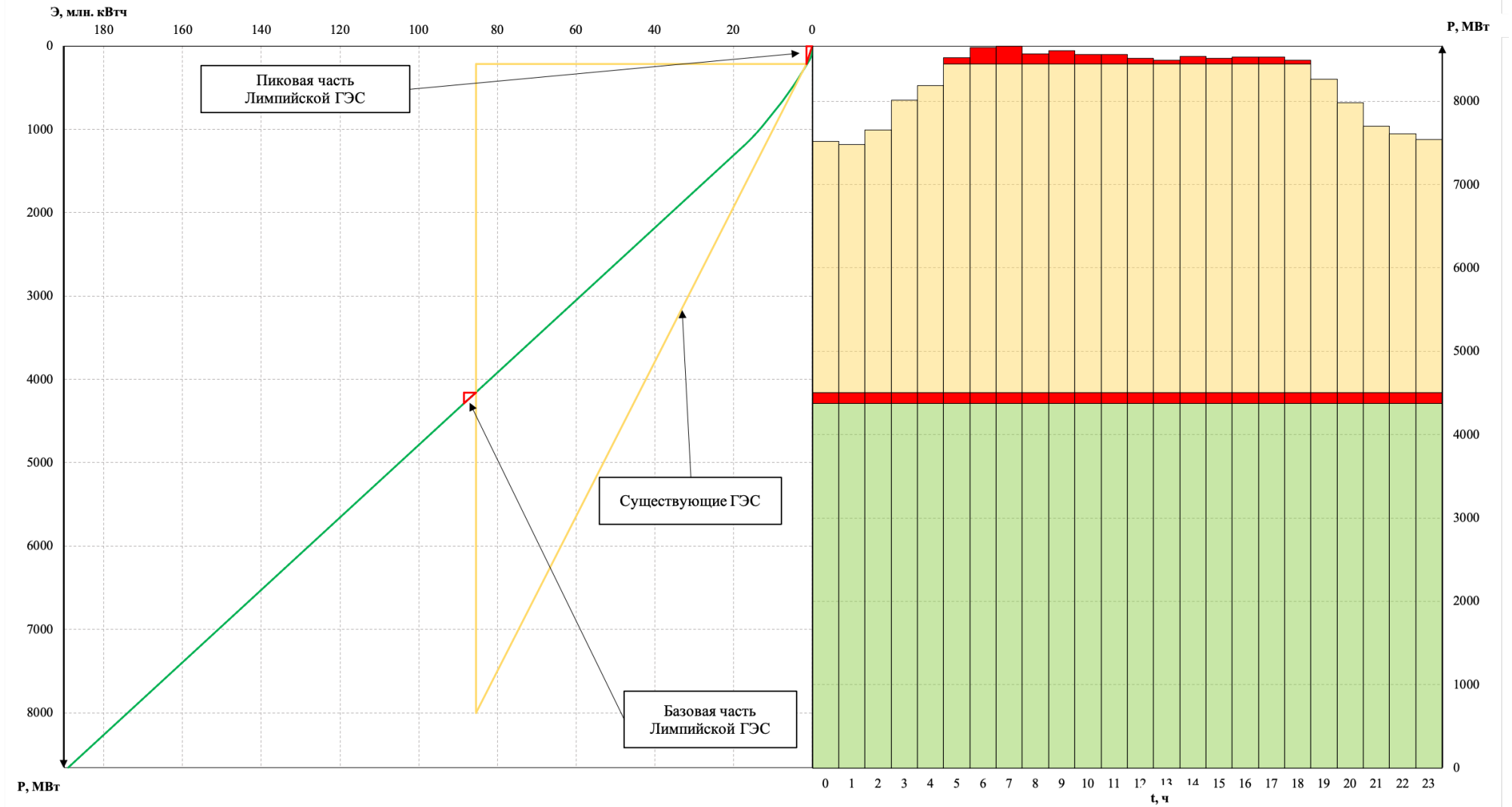


Рисунок Б.11 – Суточный график нагрузки июня – июля, совмещённый с ИКН

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Параметры моделей гидротурбин

Параметр	PO115-B
$H_{пред}$ , м	115
$H_{min}/H_{max}$	0,60
$n'_{opt}$ , мин <sup>-1</sup>	75
$Q'_{opt}$ , л/с	900
$\eta_{m opt}$	0,927
$Q_{I max}$ , л/с	1080
$D'_{1 м}$ , м	0,5156
$H_{мод}$ , м	4
$t_{мод}$ , °C	2

Таблица В.2 – Параметры гидротурбины PO115-B

$D_1$ , м	4	4,25	4,5	4,75	5
$\eta_T$ , о. е.	0,936	0,937	0,937	0,937	0,938
$N'_{agr}$ , МВт	163,25	184,38	206,80	230,51	255,51
$Z'_{agr}$ , шт	2,82	2,49	2,22	2,00	1,80
$Z_{agr}$ , шт	3	3	3	2	2
$N_{agr}$ , МВт	153,3	153,3	153,3	230,0	230,0
$m(\Delta_1)$ , о. е.	1,052	1,052	1,053	1,053	1,054
$n'_c$ , об/мин	206,1	184,6	174,4	165,2	157,0
$n_{синх}$ , об/мин	214,3	187,5	187,5	166,7	166,7
$n'_i(H_{min})$ , об/мин	79,3	79,0	83,6	78,5	82,6
$n'_i(H_{max})$ , об/мин	74,5	74,2	78,6	73,7	77,6
$n'_i(H_{расч})$ , об/мин	76,5	76,2	80,6	75,7	79,6

Таблица В.3 – Основные параметры генератора СВ-850/90-28 УХЛ4

Элемент генератора	Параметры	Зависимость	Значение, м
Статор	Высота корпуса $h_{ст}$	(от 1,7 до 1,9) $l_a$	1,70
	Диаметр корпуса $D_{ст}$	$(1,05 + 0,0017n_c)D_i$	8,80
	Диаметр активной стали $D_a$	$D_i + (от 0,5 до 0,9)$	7,10
Верхняя крестовина	Высота $h_{вк}$	(от 0,1 до 0,12) $D_i$	0,75
	Диаметр лучей $D_{вк}$	$D_{ст}$	8,80
Подпятник	Высота $h_{п}$	(от 0,15 до 0,2) $D_i$	1,30
	Диаметр кожуха $D_{п}$	(от 0,4 до 0,5) $D_i$	3,10
Надстройка	Высота $h_0$	от 0,3 до 0,5	0,40
	Диаметр $D_0$	(от 0,2 до 0,25) $D_i$	1,56

Продолжение приложения В

Таблица В.4 – Расчёт спиральной камеры

$\varphi$	-	-	-	-	-	$x$	$x^2$	$p^2$	$p$	$a$	$R$
-	$\frac{\varphi}{360}$	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
°	-	-	м	м	м <sup>2</sup>	м	м <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>	м	м	м
351	0,975	0,550	3,578	2,407	1,551	2,102	4,418	5,588	2,364	5,352	7,72
336	0,933	0,527	3,425	2,254	1,501	2,028	4,114	5,284	2,299	5,278	7,58
321	0,892	0,503	3,272	2,101	1,449	1,953	3,814	4,984	2,233	5,203	7,44
306	0,850	0,480	3,119	1,948	1,396	1,876	3,518	4,689	2,165	5,126	7,29
291	0,808	0,456	2,966	1,795	1,340	1,796	3,226	4,397	2,097	5,046	7,14
276	0,767	0,433	2,813	1,642	1,282	1,714	2,939	4,110	2,027	4,964	6,99
261	0,725	0,409	2,660	1,490	1,220	1,630	2,656	3,827	1,956	4,880	6,84
246	0,683	0,386	2,507	1,337	1,156	1,542	2,377	3,548	1,884	4,792	6,68
231	0,642	0,362	2,354	1,184	1,088	1,450	2,103	3,274	1,809	4,700	6,51
216	0,600	0,339	2,202	1,031	1,015	1,354	1,833	3,004	1,733	4,604	6,34
201	0,558	0,315	2,049	0,878	0,937	1,252	1,568	2,739	1,655	4,502	6,16
186	0,517	0,292	1,896	0,725	0,852	1,143	1,307	2,478	1,574	4,393	5,97
171	0,475	0,268	1,743	0,572	0,756	1,025	1,050	2,220	1,490	4,275	5,76

Таблица В.5 – Данные для построения спиральной камеры в поперечном сечении

№	$\varphi$	$a$	$p$	$R$
Для круглого сечения				
1	351	5,352	2,364	7,72
2	336	5,278	2,299	7,58
3	321	5,203	2,233	7,44
4	306	5,126	2,165	7,29
5	291	5,046	2,097	7,14
6	276	4,964	2,027	6,99
7	261	4,880	1,956	6,84
8	246	4,792	1,884	6,68
9	231	4,700	1,809	6,51
10	216	4,604	1,733	6,34
11	201	4,502	1,655	6,16
12	186	4,393	1,574	5,97
13	171	4,275	1,490	5,76
Для эллиптического сечения				
14	156	1,890	1,402	5,54
15	141		1,309	5,30
16	126		1,207	4,99
17	111		0,677	4,70
18	96		0,499	4,41
19	81		0,322	4,12
20	66		0,144	3,83

Продолжение приложения В

Окончание таблицы В.5

№	$\varphi$	$a$	$p$	$R$
Для эллиптического сечения				
21	51	1,890	-0,033	3,54

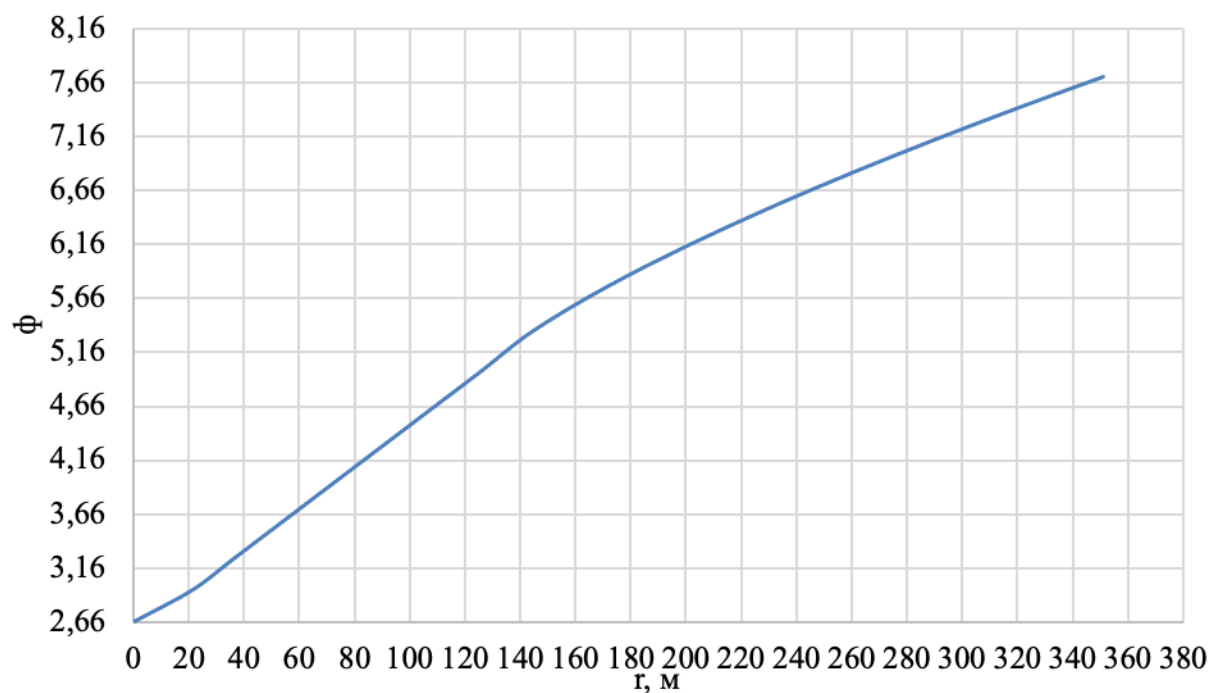
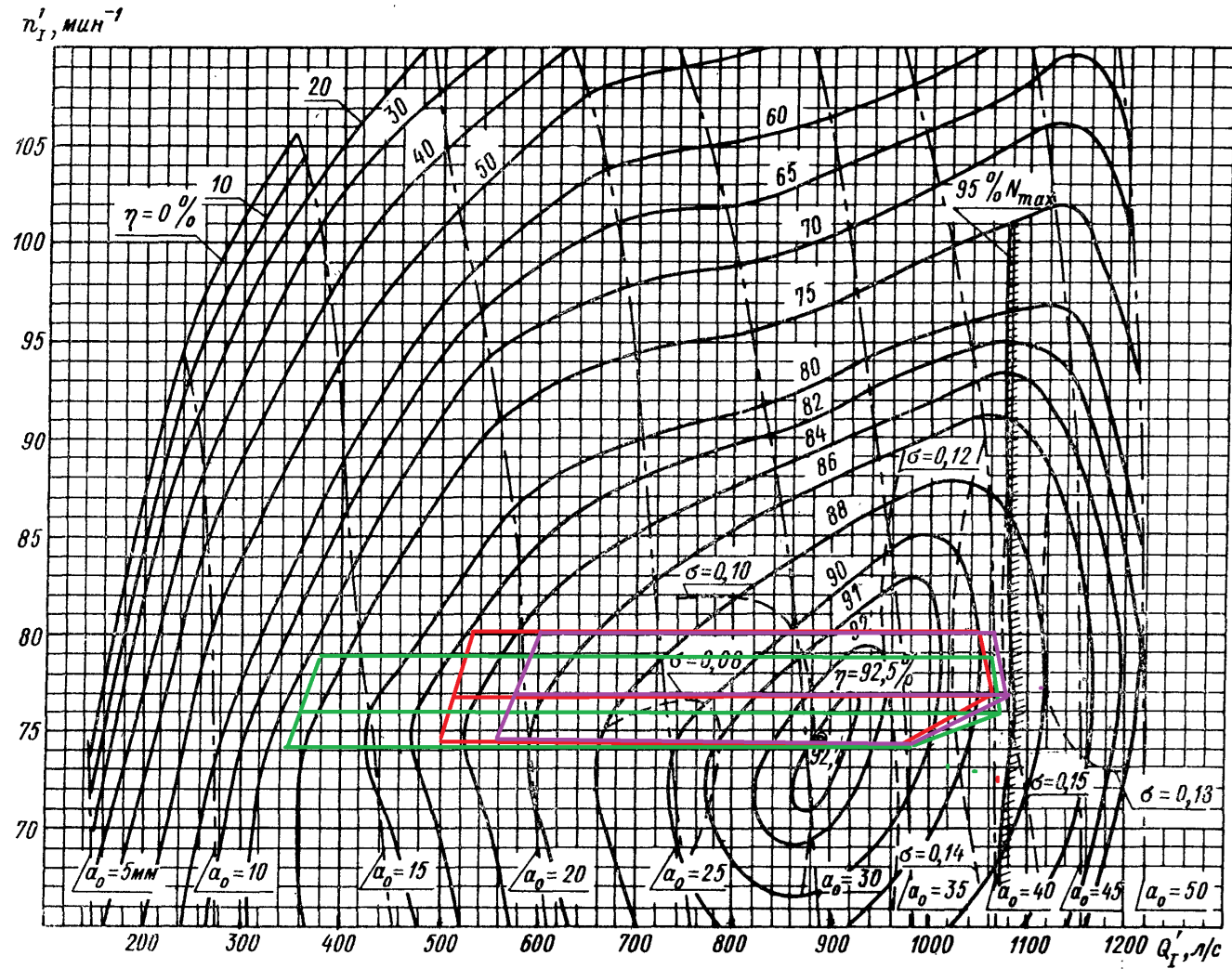


Рисунок В.1 – График зависимости  $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

Продолжение приложения В



Испытания проведены при напоре гидротурбины 4 м и  $t=2^\circ\text{C}$

Черт. 50

Рисунок В.2 – Универсальная характеристика гидротурбины PO115-B



Окончание приложения В

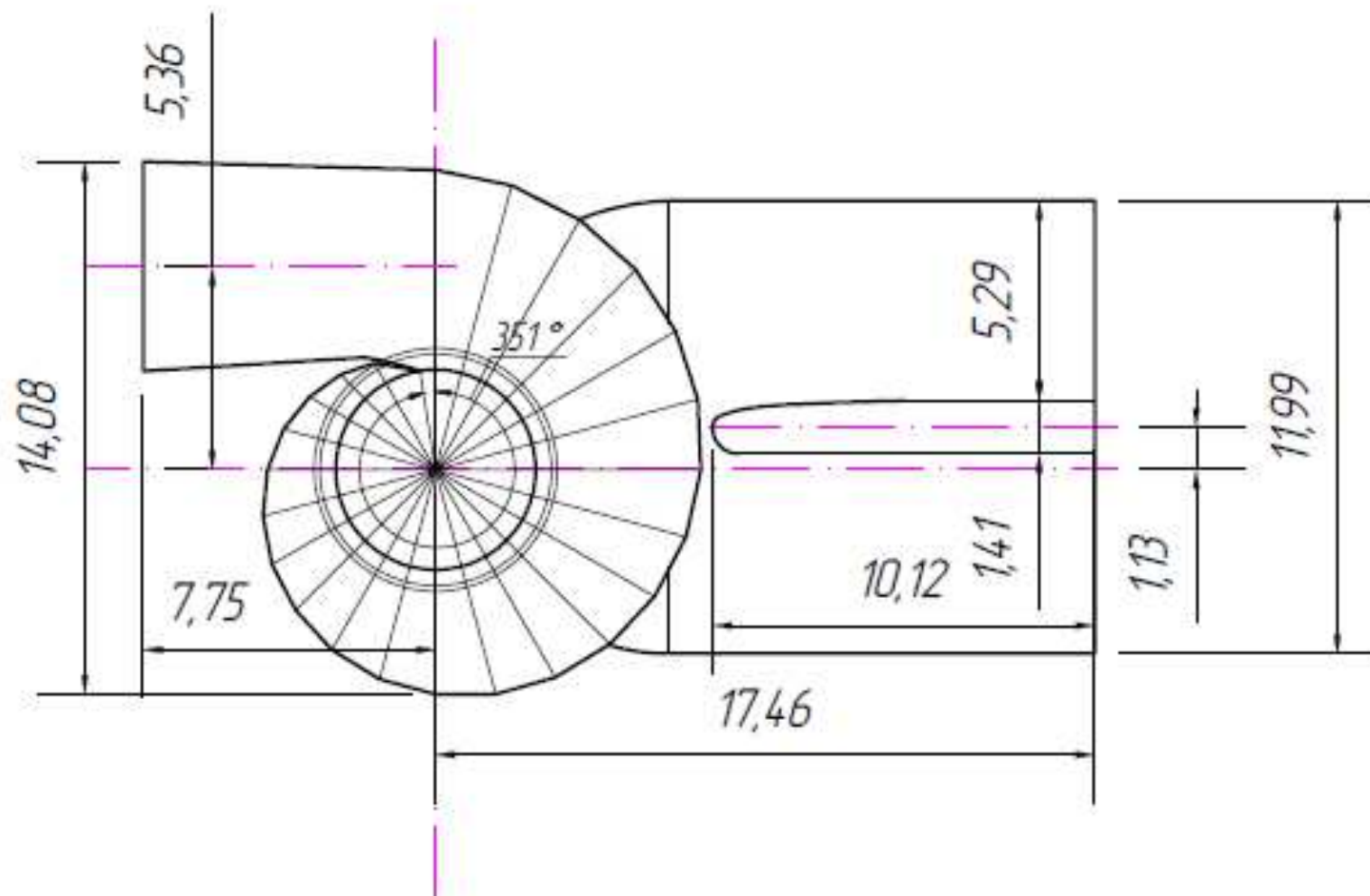


Рисунок В.3 – План спиральной камеры

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Электрическая часть

Таблица Г.1 – Паспортные данные гидрогенератора СВ-850/90-28 УХЛ4

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				$x''_d$	$x'_d$	$x_d$
180,35	153,3	15,75	0,85	214,3	0,25	0,35	1,03

Таблица Г.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-200000/220-У1

$S_{\text{НОМ}}$ , МВ·А	$U_{\text{Н}}$ , кВ		$U_{\text{К}}$ , %	$\Delta P_{\text{К}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$ , кВт	$I_{\text{Х}}$ , %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
200	242	15,75	10,5	660	130	0,25

Таблица Г.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-400000/220-У1

$S_{\text{НОМ}}$ , МВ·А	$U_{\text{Н}}$ , кВ		$U_{\text{К}}$ , %	$\Delta P_{\text{К}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$ , кВт	$I_{\text{Х}}$ , %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
400	242	15,75	11	880	320	0,4

Таблица Г.4 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-5500/15,75

$S_{\text{НОМ}}$ , МВ·А	$U_{\text{Н}}$ , кВ		$U_{\text{К}}$ , %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
5,5	15,75	6,3	5,0

Таблица Г.5 – Стоимость оборудования

Оборудование	Стоимость, тыс. руб.
ТДЦ-125000/220-У1	568743
ТДЦ-200000/220-У1	865050
ТСЗ-4000/15,75	85410
КРУЭ-220	129940

Таблица Г.6 – Место короткого замыкания и результат расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{\text{п.о}}$ , кА	$I_{\gamma}$ , кА
1ф	7	22,50	54,64
3ф	7	15,25	37,03
3ф	1	30,37	83,97

Таблица Г.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20	Разъединитель РВРЗ-20/8000
$U_{\text{НОМ}} = 15,75$ кВ	$U_{\text{НОМ}} = 20$ кВ	$U_{\text{НОМ}} = 20$ кВ
$I_{\Gamma, \text{раб}} = 6,942$ кА	$I_{\text{НОМ}} = 12,5$ кА	$I_{\text{НОМ}} = 8000$ А
$I_{\text{п0}} = 30,37$ кА	$I_{\text{отк}} = 90$ кА	$i_{\text{эл.ст}} = 250$ кА

Продолжение приложения Г

Окончание приложения Г.7

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20	Разъединитель РВРЗ-20/8000
$i_y = 83,97 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$	$I_{\text{Т.ст}} = 250 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 22,50^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 36,89 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица Г.8 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\Gamma} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma.\text{раб}} = 6942 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 9000 \text{ А}$

Таблица Г.9 – Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\Gamma} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$

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 КРУЭ

Расчётные данные	Каталожные данные
	ЯГГ-220-50/3150
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 703 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 15,25 \text{ кА}$	$i_{\text{отк}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 37,03 \text{ кА}$	$i_{\text{Т}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 15,25^2 \cdot (0,09 + 0,01) = 23,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица Г.12 – Технические характеристики трансформатора тока

Параметры трансформаторов тока	
Класс точности вторичных обмоток	
Для учёта	0,25
Для измерений	0,5

Продолжение проложения Г

Окончание таблицы Г.12

Параметры трансформаторов тока	
Класс точности вторичных обмоток	
Для защиты	10р
Номинальное напряжение, кВ	
220	

Таблица Г.13 – Технические характеристики трансформатора напряжения

Параметры трансформаторов напряжения	
Класс точности вторичных обмоток	
Для учёта	0,2
Для измерений	0,5
Для защиты	3р
Номинальный ток, А	
Линейной ячейки	3150
Сборных шин	4000
Номинальное напряжение, кВ	
220	

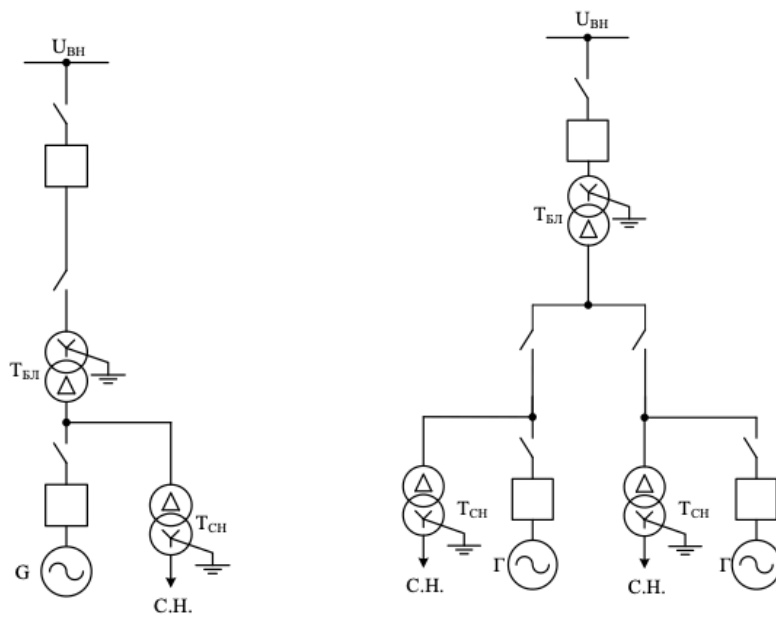


Рисунок Г.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

Продолжение приложения Г

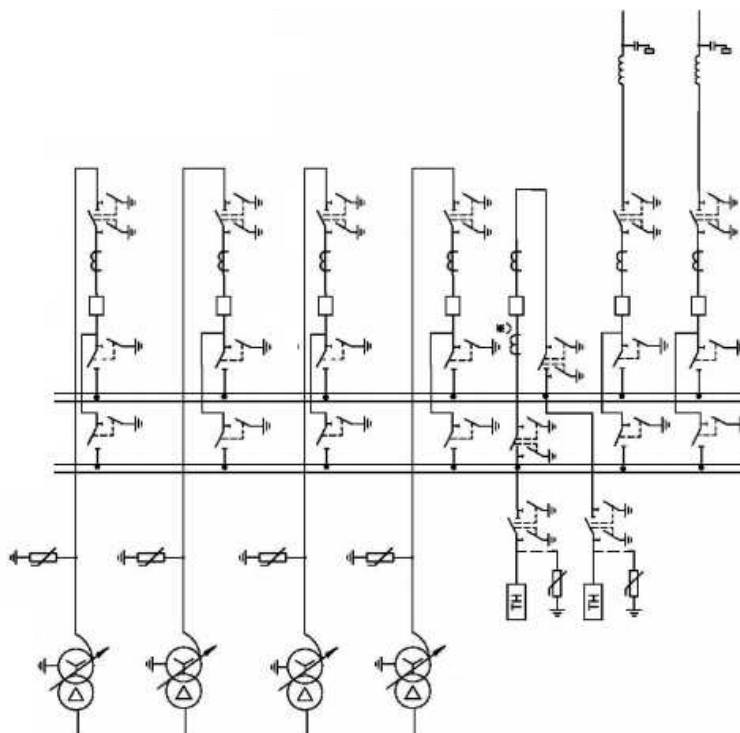


Рисунок Г.2 – Схема РУ ВН 220 кВ

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Генератор 1		16				
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Генератор 2		16				
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Генератор 3		16				
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Блок 1		16				
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Блок 2		16				
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Блок 3		16				
7	<input type="checkbox"/>			y	7	КРУЭ		242				
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Система		242				

Рисунок Г.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Ktr/r	r0
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	4			Генератор 1 - Блок 1								
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	5			Генератор 2 - Блок 2								
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	3	6			Генератор 3 - Блок 3								
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	4	7			Блок 1 - КРУЭ	0,97	30,75					0,065	
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	7			Блок 2 - КРУЭ	0,97	30,75					0,065	
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	7			Блок 3 - КРУЭ	0,97	30,75					0,065	
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	7	8			КРУЭ - Система								

Рисунок Г.4 – Исходные данные по ветвям

## Окончание приложения Г

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор 1	1	0,024	0,340	0,024	0,340	0,072	1,020	17,800
2			2	Генератор 2	2	0,024	0,340	0,024	0,340	0,072	1,020	17,800
3			3	Генератор 3	3	0,024	0,340	0,024	0,340	0,072	1,020	17,800
4			4	Система	10	24,470	268,890	24,470	268,890	24,470	268,890	242,000

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	1	1	3ф	1					30,3727	-85,98

Рисунок Г.6 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ на генераторе

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1	1	1	1ф	7					7,5010	-88,14			7,5010	-88,14			7,5010	-88,14

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	1	1	3ф	7					15,2485	-88,18

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-850/90-28 УХЛ4

Наименование показателя		Значение показателя
Мощность номинальная	полная, МВ · А	180,35
	активная, МВт	153,3
Номинальное напряжение, кВ		13,8
Коэффициент мощности, о. е.		0,9
Частота, Гц		50
Частота вращения, об/мин		150
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей), о. е.		1
Номинальный ток статора, А		4184
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1185
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		315
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное, о. е.	1,03
	переходное, о. е.	0,35
	сверхпереходное, о. е.	0,25
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о. е.		0,19
Ёмкость обмотки статора, мкФ/фазу		0,9

Таблица Д.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-200000/220-У1

Наименование показателя	Значение показателя
Номинальная мощность, МВ · А	200
Номинальное напряжение, кВ	242/15,75
Напряжение короткого замыкания, %	10,5
Группа соединения	$D/Y_n - 11$

Таблица Д.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Тип	ТСЗ-5500/15,75
Мощность номинальная, кВ · А	5500
Номинальное напряжение, кВ	15,75
Напряжение короткого замыкания, %	6,3

Таблица Д.4 – Параметры трансформатора тока ТШЛ-20-1-8000/5

$U_{ном}$ , кВ	$U_{раб}^{max}$ , кВ	$n$ , Гц	$I_{ном}^1$ , А	$I_{ном}^2$ , А	Класс точности вторичных обмоток	
					для измерений	для защиты
20	24	50	8000	5	0,5	5P

Таблица Д.5 – Параметра генератора СТС-400-2000-2,5 УХЛ4

$U_{ном}$ , В	$U_{пред}$ , В	$I_{ном}$ , А	$I_{пред}$ , А	$P_{ном}$ , кВт	$P_{пред}$ , кВт	Кратность форсировки
400	865	2000	3640	500	2075	2,5

Продолжение приложения Д

Таблица Д.6 – Параметры трансформатора тока ТШЛ-20-1-20/1

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{раб}}^{\text{max}}, \text{кВ}$	$n, \text{Гц}$	$I_{\text{ном}}^1, \text{А}$	$I_{\text{ном}}^2, \text{А}$	Класс точности вторичных обмоток	
					для измерений	для защиты
20	24	50	20	1	0,5	5P

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	0,2
Длительность (с), $t_{\text{ср}}$	16	44	64	100	178	400

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
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

Таблица Д.10 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{\text{ср.о}}$	$0,15 \cdot I_H$	0,62 А
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	–
		Уставка начального торможения, $I_{\text{нт}}$	$0,5 \cdot I_H$	2,07 А
		Тормозной ток, $B$	$1,5 \cdot I_H$	6,20 А
Защита от замыканий на землю обмотки статора	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	5 В
		$t_2$	$U_{0G}$	15 В
	$U_{0з}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,5	–



Продолжение приложения Д

Окончание таблицы Д.10

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 степень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 степень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,1 \cdot I_H$	0,29 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,62 А
		ОТС I	$I_{2ОТС}$	$0,22 \cdot I_H$	0,87 А
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,42 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,55 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_H$	5,90 А
Дистанционная защита	$Z <$	1 степень	$Z_1$	0,083	1,57 Ом
			$Z_{CM1}$	$0,15 \cdot Z_1$	0,24 Ом
		2 степень	$Z_2$	0,35	4,83 Ом
			$Z_{CM2}$	$0,15 \cdot Z_2$	0,72 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_P$	СО	$I_{P СИГН}$	$1,07 \cdot I_{НОМ,Р}$	0,98 А
		ПО	$I_{P ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{НОМ,Р}$	1,01 А
		ОТС	$I_{P ПУСК}$	$2,245 \cdot I_{НОМ,Р}$	1,96 А

Таблица Д.11 – Матрица отключений

Наименование	Обозначение	Действие							
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖГ ГГ	Отключение В-220 и В-ТЧН	Отключение МПВ	Предупредительный сигнал	
Продольная дифференциальная защита	$I \Delta G$	+	+	+	+	-	-	-	
Защита от замыканий на землю обмотки статора	$U_{02}$	-	-	-	-	-	-	+	
	$U_{06}$	+	+	+	-	-	-	-	
	$U_{03 <}$	+	+	+	-	-	-	-	
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 степень	+	+	-	-	-	-	
		1 степень	+	+	-	-	-	-	
Защита от несимметричных КЗ и перегрузок	$I_2$	СО	-	-	-	-	-	+	
		ИО	+	+	-	-	-	-	
		ОТС	$t_1$	-	-	-	-	+	-
			$t_2$	-	-	-	-	-	-
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	$I_1$	ОТС	$t_3$	+	+	-	-	-	
			СО	-	-	-	-	-	+
			ИО	+	+	-	-	-	-
		$t_1$	$t_1$	-	-	-	-	+	-
			$t_2$	-	-	-	-	+	-
$t_3$	+	+	-	-	-	-	-		

Продолжение приложения Д

Окончание таблицы Д.10

Защиты			Действие							
Наименование	Обозначение			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение МПВ	Предупредительный сигнал
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	$t_1$	-	-	-	-	+	-	-
			$t_2$	+	+	+	-	-	-	-
		2 ступень	$t_1$	-	-	-	-	-	+	-
			$t_2$	-	-	-	-	+	-	-
			$t_3$	+	+	-	-	-	-	-
Защита ротора от перегрузок	$I_p$	СО		-	-	-	-	-	-	+
		ИО		+	+	-	-	-	-	-
		ОТС		+	+	-	-	-	-	-

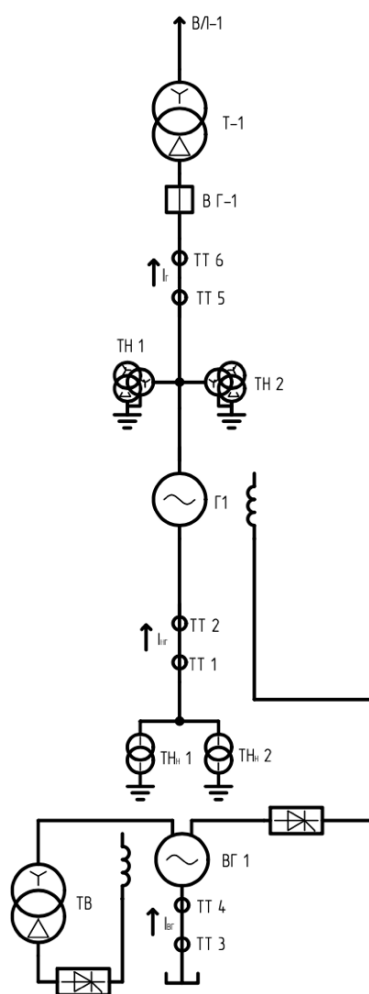


Рисунок Д.1 – Расчётная схема

Продолжение приложения Д

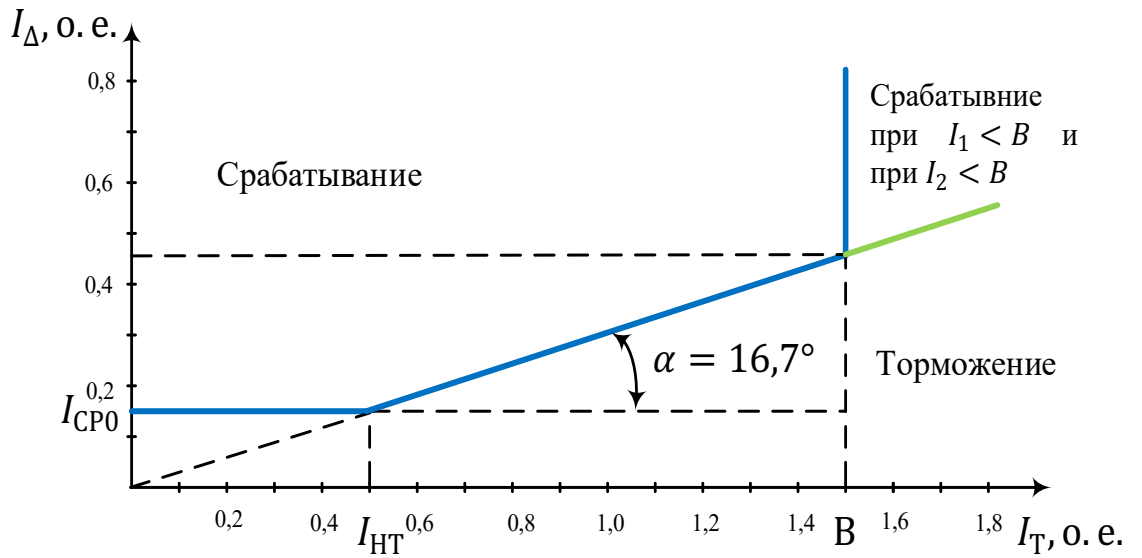


Рисунок Д.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

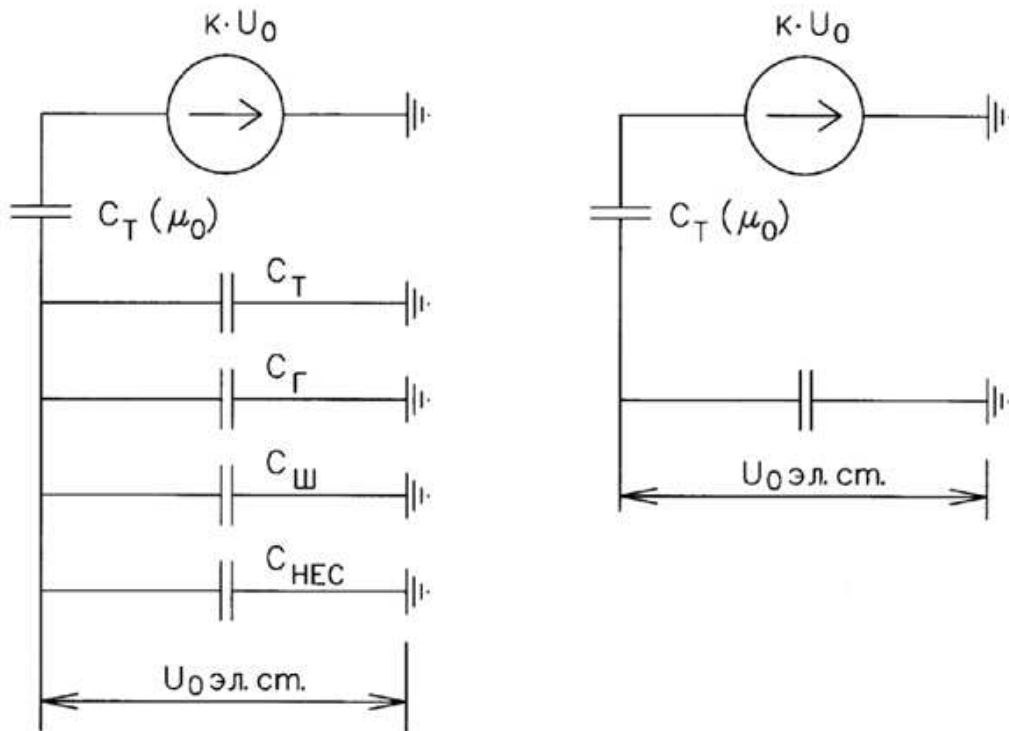


Рисунок Д.3 – Схема замещения для определения  $U_0$  эл.ст.

Продолжение приложения Д

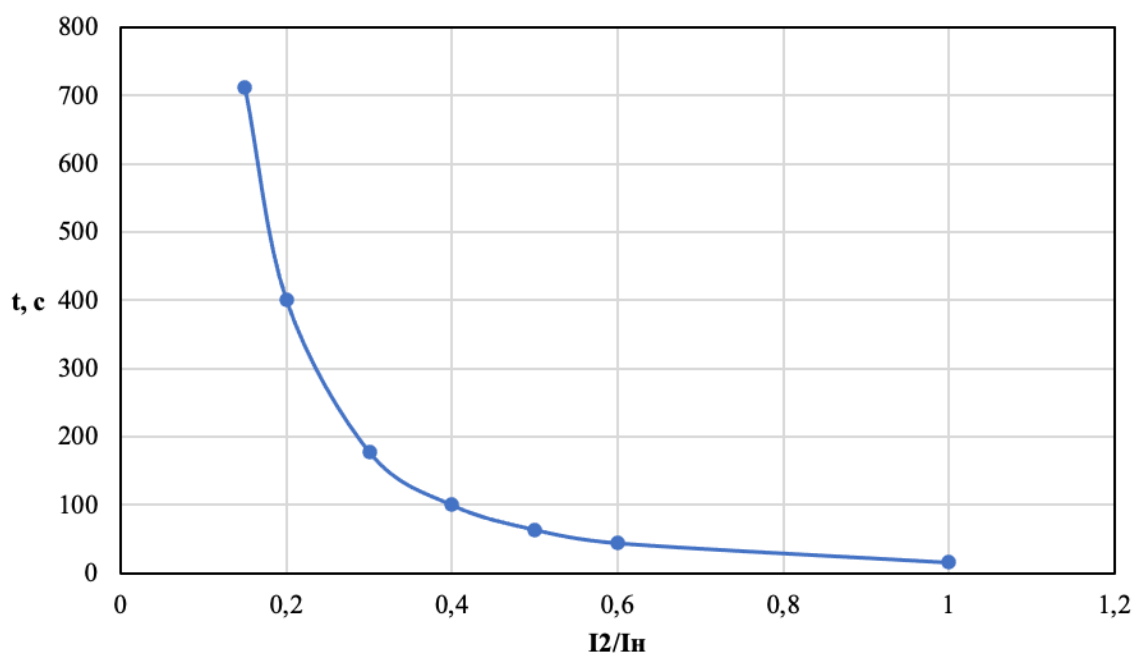


Рисунок Д.4 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

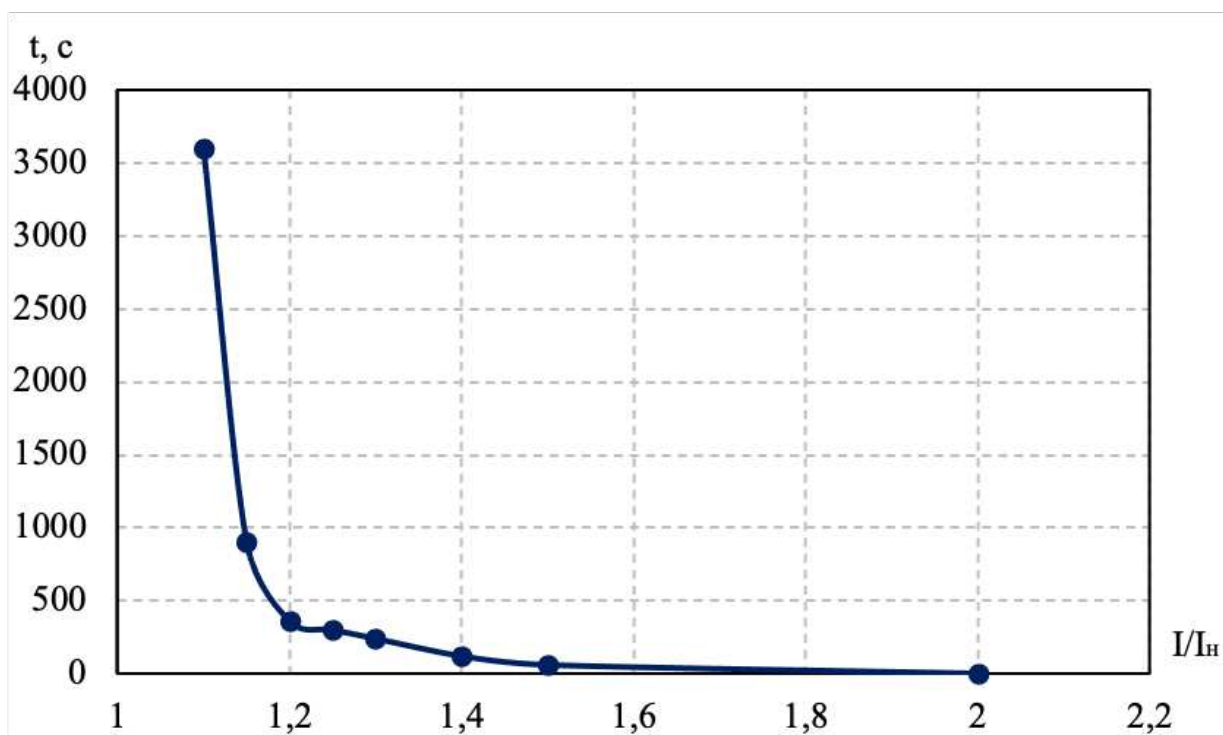


Рисунок Д.5 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

Окончание приложения Д

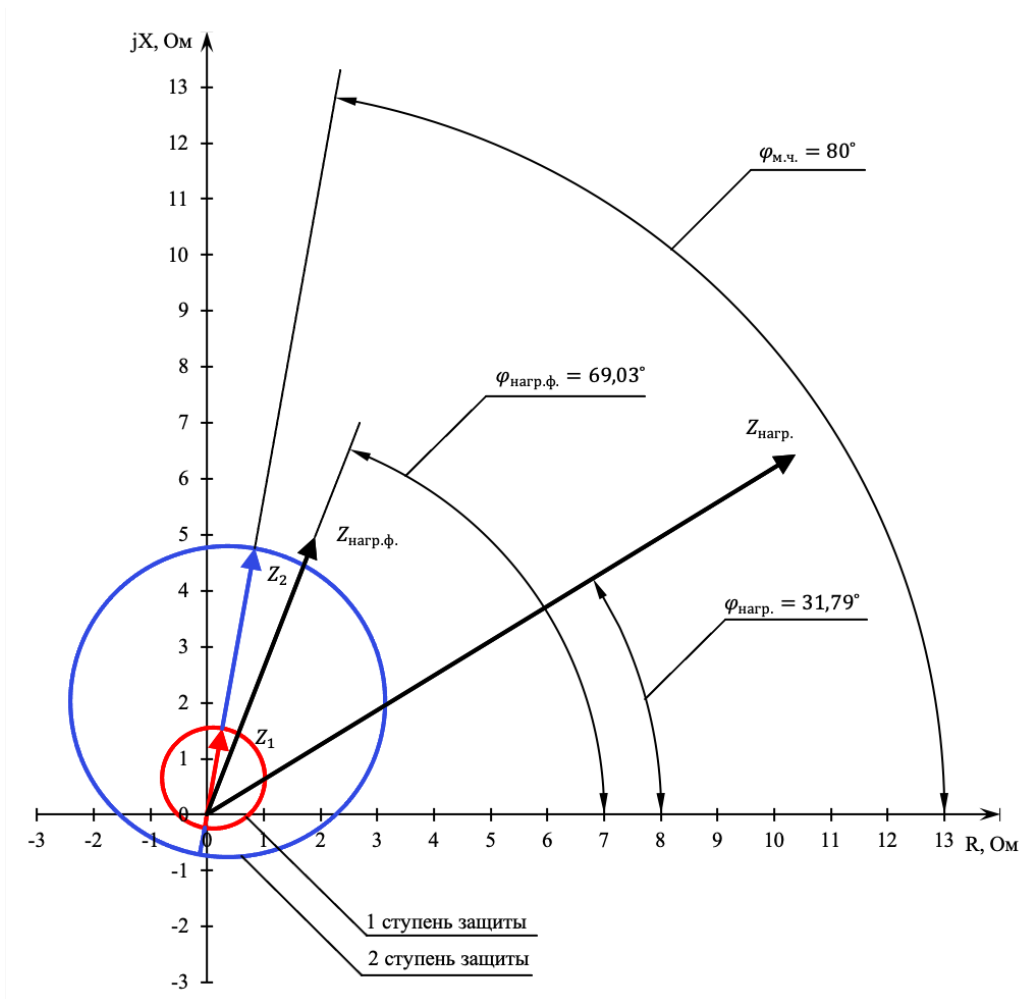


Рисунок Д.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

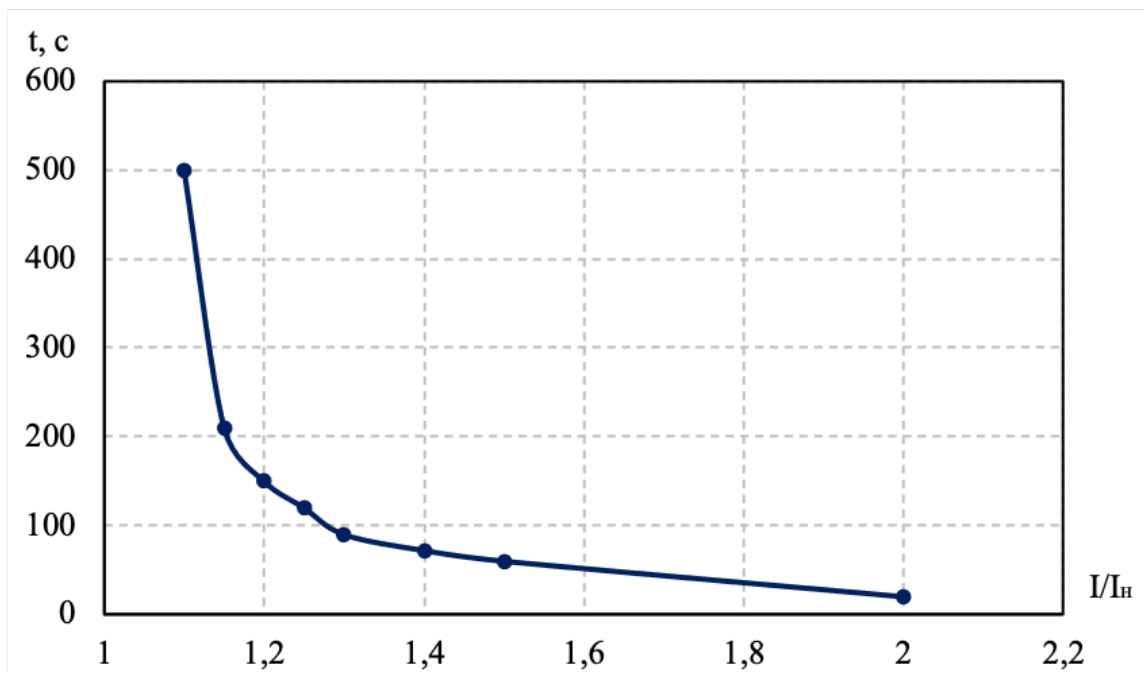


Рисунок Д.7 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Компоновка сооружения и гидроузла

Таблица Е.1 – Координаты для построения профиля

$X^*$	$Y^*$	$X^*$	$Y^*$
0,0	0,756	12,0	7,41
0,6	0,216	12,6	8,214
1,2	0,042	13,2	9,048
1,8	0	13,8	9,918
2,4	0,036	14,4	10,8
3,0	0,162	15,0	11,76
3,6	0,36	15,6	12,732
4,2	0,6	16,2	13,734
4,8	0,876	16,8	14,772
5,4	1,188	17,4	15,84
6,0	1,536	18,0	16,944
6,6	1,926	18,6	18,078
7,2	2,364	19,2	19,242
7,8	2,85	19,8	20,43
8,4	3,384	20,4	21,654
9,0	3,966	21,0	22,908
9,6	4,584	21,6	24,186
10,2	5,238	22,2	25,494
10,8	5,922	22,8	26,826
11,4	6,648	23,4	28,188

Таблица Е.4 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	$Y_f$	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_B$	1,0	→	62631,95	37,67	2359138,68
$T_H$	1,0	←	57,04	1,14	-64,83
$G_6$	0,95	↓	32882,35	14,20	-465949,38
$G_{пл}$	0,95	↓	102448,99	15,66	-1604043,91
$W_{взв}$	1,0	↑	9366,00	0,00	0,00
$W_{ф}$	1,0	↑	16767,60	22,86	383387,92
$E_H$	1,2	→	3,27	38,47	57,03
$W_{волн}$	1,0	→	3,44	112,40	386,86
$W_H$	1,0	↓	1586,55	36,51	57917,23
$q_3$	0,9	↓	27,64	42,00	-1160,90
-	-	$\Sigma \uparrow \downarrow$	110751,93	$\Sigma M$	729650,14

Таблица Е.5 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-690,10	-1771,06
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-1108,53	-612,65
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0,00	1003,21
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-690,10	-33,45
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-640,59	-759,48

Окончание приложения Е

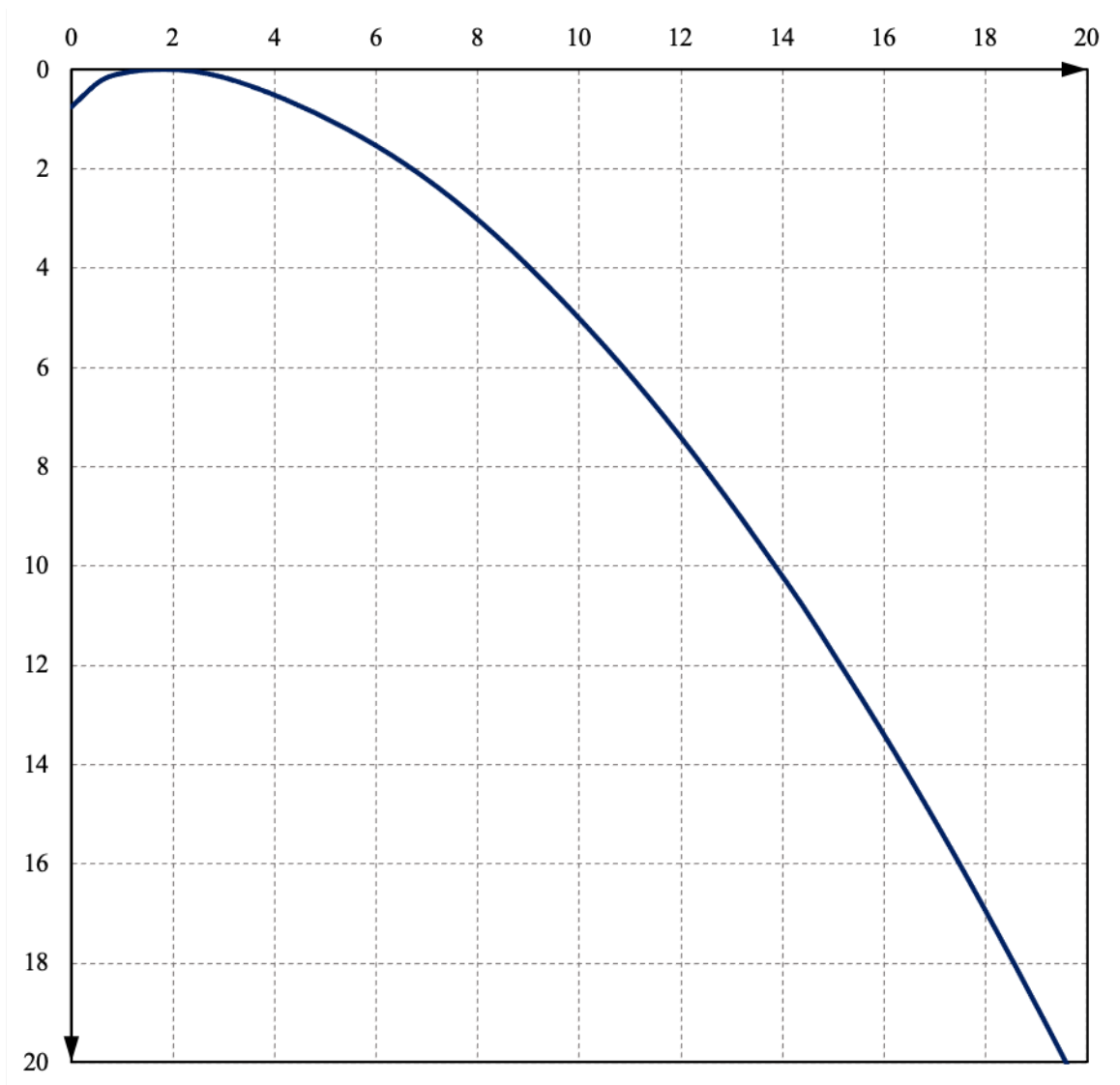


Рисунок Е.1 – Профиль А

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

### Технико-экономические показатели

Таблица Ж.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность	МВт	460	460	460	460	460
Число часов использования установленной мощности	Часы	5391	5391	5391	5391	5391
Выработка электроэнергии	МВт · ч	206637	206637	206637	206637	206637
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт · ч	3099,5	3099,5	3099,5	3099,5	3099,5
Объём реализации электроэнергии	МВт · ч	203537	203537	203537	203537	203537
Тариф на электроэнергию	руб./МВт · ч	1214,6	1259,5	1303,2	1345,8	1389,2
Выручка от реализации электроэнергии	млн. руб.	247,2	256,3	265,2	273,9	282,7
НДС к выручке	млн. руб.	37,7	39,1	40,4	41,7	43,1

Таблица Ж.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	117,30
Прочие	274,0	126,00
Итого по ГЭС	–	243,40

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 400 до 999	0,040%	0,060%	0,080%

Таблица Ж.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб./МВт	62,20
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./ МВт · ч	4,30
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс.руб./ МВт · ч	1,20
Итого	–	67,80



Продолжение приложения Ж

Таблица Ж.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Амортизационные отчисления, млн.руб.	148,9	148,9	196,9	340,6	340,6
Расходы на страхование, млн.руб.	108,9	107,4	170,3	296,1	292,7
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	243,4	243,4	243,4	243,4	243,4
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	10,2	10,2	15,9	27,4	27,4
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	67,9	67,9	67,9	67,9	67,9
Налог на воду, млн.руб.	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1
Итого, млн.руб.	598,5	597,0	713,5	994,6	991,2

Таблица Ж.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2034	2035	2036	2037	2038
Налог на прибыль, млн.руб.	906,8	944,5	982,9	1022,7	1063,9
НДС, млн.руб.	658,7	1148,9	1185,8	1224,1	1263,9
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
Налог на имущество, млн.руб.	626,0	618,5	611,1	603,6	596,1
Итого, млн.руб.	906,8	944,5	982,9	1022,7	1063,9

Таблица Ж.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Выручка (нетто), млн.руб.	4154,2	4307,1	4456,1	4609,1	4756,6
Текущие расходы, млн.руб.	578,2	598,9	577,1	598,5	597,0
ЕВИТДА (валовая прибыль), млн.руб.	4135,2	4288,0	4437,0	4590,0	4737,6
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	3713,0	3826,5	3998,2	4119,6	4270,5
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	683,2	765,3	799,6	823,9	854,1
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	3029,8	3061,2	3198,6	3295,7	3416,4
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Продолжение приложения Ж

Таблица Ж.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Лимпийская ГЭС на реке Чая»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости – РВ, мес.	141
Чистый приведённый доход – NPV, млн.руб.	1988,8
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,13
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	12,6
Себестоимость электрической энергии, руб./ кВт · ч	0,25
Удельные капиталовложения, руб./ кВт	79705,7

Таблица Ж.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
В федеральный бюджет, млн.руб.	669,2	797,5	1243,2	1604,1	1838,9
В региональный бюджет, млн.руб.	134,7	225,4	216,0	236,1	235,5
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	803,9	1022,9	1459,2	1840,3	2074,4



Рисунок Ж.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Окончание приложения Ж

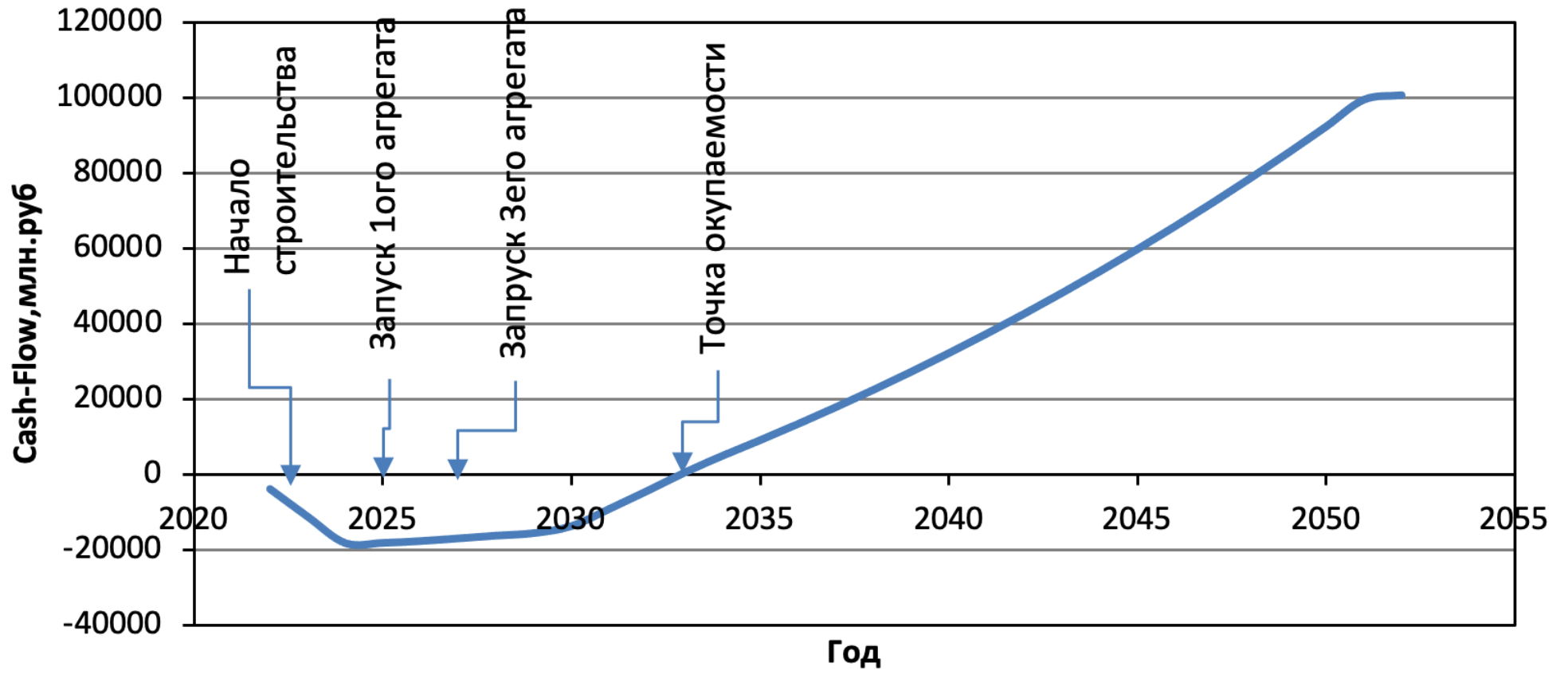



Рисунок Ж.2 – Укрупнённые этапы реализации проекта

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

  
подпись, инициалы, фамилия

« 16 » июня 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛИМПИЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧАЯ. ЗАЩИТА  
АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ДВИГАТЕЛЕЙ  
НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4 КВ

тема

канд. техн. наук, и.о.

заведующий кафедрой ГГЭЭС

Руководитель

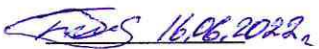
  
подпись, дата

Саяно-Шушенского филиала СФУ

должность

А.А. Ачитаев  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

Д.А. Шутов  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Лимпийской ГЭС на реке Чая. Защита асинхронных электрических двигателей напряжением 0,4 кВ».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайнов 05.06.22 Е.И. Затева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

В.И. 16.06.22 В.И. Тетякин  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

Андреев 9.06.22 А.А. Андреев  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Васильев 14.06.22 М.С. Васильев  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

В.И. 11.06.22 В.И. Захаров  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

В.И. 16.06.22 В.И. Тетякин  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

И.В. 14.06.22 И.В. Лисова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Кривоноз 14.06.22 В.В. Лопатев  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Сидоров 16.06.22 В.В. Сидоров  
подпись, дата                      инициалы, фамилия