

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 УНГУТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАНА.ПЛЯСКА
ПРОВОДОВ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И
СПОСОБЫ БОРЬБЫ С НЕЙ

тема

Руководитель _____

подпись, дата

должность

Л.С. Мышкина

инициалы, фамилия

Выпускник _____

подпись, дата

А.В. Кондель

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Унгутской ГЭС на реке Мана. Пляска проводов на воздушных линиях электропередачи и способы борьбы с ней».

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 Унгутской ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общие сведения.....	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Сейсмологические условия.....	11
1.1.4 Инженерно-геологические условия	11
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 бетонной спиральной камеры	26
3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины.....	29
3.5.1 Расчёт вала на прочность	29
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	35
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 10,5 кВ	37
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей	37
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения	38
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети	38
4.9	Выбор параметров КРУЭ	38
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	45
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	52
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор	53
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	53
6	Компоновка сооружения и гидроузла	54
6.1	Назначение класса ГТС	54
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта	54
6.2.1	Определение отметки гребня плотины	54
6.2.1.1	Грунтовая плотина	54
6.2.1.2	Бетонная плотина	56

6.2.2	Гидравлические расчёты	56
6.2.2.1	Определение ширины водосливного фронта	56
6.2.2.2	Определение отметки гребня водослива	57
6.2.2.3	Проверка пропуска поперечного расчётного расхода.....	58
6.2.2.4	Построение профиля водосливной грани	60
6.2.2.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	60
6.2.2.6	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	61
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.....	65
6.3.4	Устои	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.....	77
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	79
7.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	80
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	Пляска проводов на воздушных линиях электропередачи и способы борьбы с ней.....	92
10.1	Пляска проводов. Общие сведения	92
10.2	Вибрация проводов	93
10.3	Опасность пляски и вибраций проводов	94
10.4	Причины возникновения явлений	95
10.5	Мероприятия по защите от пляски проводов.....	97
10.6	Устройства по борьбе с гололёдообразованием, вибрацией и пляской..	98
10.6.1	Ограничитель гололёдообразования и колебаний проводов типа ОГК	98
10.6.2	Гасители пляски проводов типа ГПП и ГПР для ВЛ 330-500 кВ. Использование их в роли ограничителей гололёдообразования и вибрации проводов	99
10.7	О повышении эффективности удаления гололёдообразований на проводах ВЛ.....	101
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	102
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	104
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Общие сведения.....	108
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Водно-энергетические расчёты	112
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Основное и вспомогательное оборудование	132
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Электрическая часть	140
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем	145
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Компоновка сооружения и гидроузла	151
	ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. Технико-экономические показатели.....	153
	ПРИЛОЖЕНИЕ И. Пляска проводов на воздушных линиях электропередачи и способы борьбы с ней	157

Сокращенный паспорт Унгутской ГЭС

1. Наименование реки.....Мана.
2. Местонахождение ГЭС.....Красноярский край.
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....129 м³/с;
 - б) всех турбин.....1050 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,5%.....1150 м³/с;
3,0%.....925 м³/с;
 - г) минимальный.....20 м³/с.
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока.....годовой;
 - б) отметка: НПУ.....390,00;
ФПУ.....391,00;
УМО.....385,30;
 - в) объём: полный.....8,90 км³;
полезный.....1,57 км³.
6. Напор ГЭС:
 - а) максимальный.....49,0 м;
 - б) расчётный.....35,7 м;
 - в) минимальный.....34,4 м.
7. Энергетические характеристики:
 - а) установленная мощность.....282 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии.....365 млн. кВт · ч;
 - в) число часов использования установленной мощности.....6183 час.
8. Плотина (общая длина/максимальная высота):
 - а) правобережная грунтовая плотина.....92,6 м/55,9 м;
 - б) станционная часть.....221,6 м/55,9 м;
 - в) левобережная грунтовая плотина.....126,0 м.
9. Водобросные сооружения:
 - а) тип.....способ отброшенной струи;
 - б) число и размер пролётов.....2 по 8 м;
 - в) общая длина.....50,9 м;
 - г) максимальная высота.....55,9 м.
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания.....приплотинный;
 - б) число агрегатов.....6;
 - в) грунт в основании.....гранит;
 - г) тип спиральной камеры.....бетонная трапецеидального сечения;
 - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая.
11. Основное оборудование:
 - а) тип турбины.....ПЛ150-В-475;
 - б) тип генератора.....СВ-840/150-52;

- в) полная мощность генератора.....64,7 МВ·А;
- г) активная мощность генератора.....55,0 МВт;
- д) частота вращения.....150 об./мин.;
- е) тип трансформаторов.....ТДЦ-80000/220.

12. Техничко-экономические показатели:

- а) срок окупаемости.....148 мес.;
- б) себестоимость.....0,35 руб./кВт·ч;
- в) удельные капиталовложения.....85392 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.

Красноярский край так же, как и другие регионы Российской Федерации на сегодняшний день интенсивно развивается. Энергосистема округа становится остродефицитной. Собственное производство электроэнергии в регионе составляет около 34% 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 Унгутской ГЭС на реке Мана. В состав проекта входит: определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного оборудования, расчет гидротехнических сооружений, расчет защит гидрогенератора, экономическое обоснование строительства Унгутской ГЭС.

1 Общие сведения

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Красноярский край расположен в пределах трех климатических поясов: арктического, субарктического и умеренного. Климат резко континентальный. Зима продолжительная. Средняя температура января от -30°C до -36°C на Северном и Среднесибирском плоскогорье и от -18°C до -22°C в районах Енисейска, Красноярска и на юге. Лето в центральных районах умеренно тёплое, на юге – тёплое. Средняя температура июля от 13°C на севере (на берегах морей менее 10°C) до $16-18^{\circ}\text{C}$ в центре и до 20°C на юге. Продолжительность безморозного периода от 73-76 суток (Хатанга, Тура) до 103-120 суток (Енисейск, Красноярск). Осадки преимущественно летние. Количество их колеблется от 200-300 мм в год на севере, до 400-600 мм на Среднесибирском плоскогорье и 800-1200 мм на северных склонах гор Южной Сибири; в межгорных котловинах южной части: 250-300 мм. На большей части края, особенно к северу от Нижней Тунгуски широко развита многолетняя мерзлота. Средние температуры: января от -36°C до -18°C , июля $13-20^{\circ}\text{C}$. Осадков от 200-300 мм в год на севере, до 800-1200 мм в горах Южной Сибири. На севере многолетняя мерзлота.

1.1.2 Гидрологические данные

Мана – река в Красноярском крае, правый приток Енисея. Дина реки составляет 475 км, площадь бассейна – 9320 км^2 , скорость речного потока варьируется от 4 км/ч (в низовьях) до 7-8 км/ч в верховьях. Относится к Енисейскому бассейновому округу. Берет начало в северо-западной части Восточного Саяна, вытекает из горного озера Манского (Верхманского), расположенного на высоте 1 400 м над уровнем моря. Замерзает в первой половине ноября, вскрывается во второй половине апреля – начале мая.

Мана течет в основном в северо-западном направлении через таежные зоны Партизанского, Манского, Березовского районов Красноярского края. Впадает в Енисей в 30 км выше по течению от Красноярска. Имеет более 300 притоков различной величины, в нее впадают реки Мина, Крол, Баджей, Колба, Большой Унгут и Малый Унгут, Жержул, Малый и Большой Кершул, Береть и др.

В верховьях питание реки снеговое и дождевое, но в отличие от других енисейских рек бассейн Маны обладает особыми природными условиями – наличием больших площадей легкорастворимых горных пород (так называемых карстовых), более значительным подземным питанием и более равномерным распределением стока в течение года. Значительная часть поверхностного стока переходит в подземный, выходит на свет кристально чистой, холодной (не выше

8-10°С) гидрокарбонатной минеральной водой многочисленных родников, пригодной для питья.

Средний расход в реке составляет 132 м³/с. Половодье продолжается с начала мая до конца сентября. Гидрологический ряд р. Мана с 1936 по 1985 годы представлен в таблице А.1.

Координаты кривых связей отметок уровней нижнего бьефа от летних и зимних расходов и отметки уровня верхнего бьефа от объемов 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-97-А Красноярский край относится к группе регионов, которые имеют прогнозируемую сейсмическую интенсивность воздействий 5 – 6 баллов и ниже. Створ для проектирования Унгутской ГЭС на карте сейсмичности ОСР-97-А расположен в 6-и балльной зоне сейсмичности.

1.1.4 Инженерно-геологические условия

Местность, по которой протекает р. Мана согласно схеме природного районирования, относится к Алтайско-Саянскому нагорью, провинции Саянские горы Кузнецкого Алатау, округу Восточно-Саянские лесные и гольцовые горы.

Северо-западная часть Восточного Саяна имеет вид низкогорья с абсолютными высотами до 1000 м. В верховьях рек горы поднимаются до 2000 м и выше. До высоты 700 м распространены светлые леса из лиственницы, сосны, березы и осины на темно-серых лесных почвах. Выше сменяются темнохвойными лесами из ели, пихты, кедра на дерново-подзолистых почвах.

Ширина реки преимущественно 80-120 м, в верхнем течении сужается до 30 м, расширяясь в некоторых местах до 180 м. В нижнем течении долина реки расширяется и в устье достигает 400 м. Дно галечно-каменистое на перекатах и мелкогалечное на плесах с большим количеством подводных и надводных камней. Река протекает большей частью через горные массивы, где мало продуктов выветривания. По этой причине рекой Мана выносятся немного твердого материала.

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

Удельный вес грунта: 25,5 кН/м³.

Сцепление: $c = 70$ кПа.

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

Пористость: $n = 0,5$.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Район строительства Унгутского гидроузла (ГУ) расположен в зоне ОДУ Сибири, Красноярское 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 7% от рабочей мощности, нагрузочный – 1,5%.

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В качестве аналогов рассмотрены следующие станции:

- ГЭС – аналог по гидромеханическому и турбинному оборудованию: Усть-Каменогорская ГЭС, Богучанская ГЭС;

- ГЭС – аналог по типу плотины и водосбросных сооружений: Мамаканская ГЭС, Крапивинская 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%: 1977 и 1978 годы. Затем вычислено значение расхода для 50% обеспеченности.

В данном случае, среднеполоводное значение для 50% обеспеченности $142 \text{ м}^3/\text{с}$ – базовое значение. Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности $118 \text{ м}^3/\text{с}$.

Вычислены коэффициенты приведения для 1977 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1977}} = \frac{142}{141} = 1,01. \quad (2.2)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1977}} = \frac{118}{120} = 0,99. \quad (2.3)$$

Аналогично вычислены коэффициенты приведения для 1978 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1978}} = \frac{142}{141} = 1,00. \quad (2.4)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1978}} = \frac{118}{118} = 1,00. \quad (2.5)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1978 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 коэффициенты имеют одинаковый характер, то корректировка не требуется. Расходы приведены в таблице Б.2.

Выбор расчётного маловодного года ($P = 90\%$). По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1980 г.

Базовое значение по половодью для 90% обеспеченности равно $136 \text{ м}^3/\text{с}$.

Базовое значение по межени для 90% обеспеченности равно $115 \text{ м}^3/\text{с}$.

Вычислены коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых лет:

$$K_{\text{П}} = \frac{Q_{\text{П}90\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{П} 1980}} = \frac{136}{134} = 1,01. \quad (2.6)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М}90\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1980}} = \frac{115}{117} = 0,98. \quad (2.7)$$

После расходы умножены на коэффициенты, корректировка не требуется так как среднегодовое значение расходов после умножения их на коэффициенты не изменилось. 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:

$$P_t^{\text{max}} = a + b \cdot \cos \alpha, \quad (2.8)$$

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

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

$$a, b = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{max}} \pm P_{\text{лето}}^{\text{max}}}{2}. \quad (2.9)$$

$$a, b = \frac{P'_{\text{зима}} \pm P'_{\text{лето}}}{2}. \quad (2.10)$$

$$\alpha = |30^\circ t - 15^\circ| \cdot \pi / 180^\circ. \quad (2.11)$$

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

2.4 Покрывтие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями

В данном случае, часть графика нагрузки энергосистемы покрывается Красноярской ГЭС и Богучанской, 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 Красноярской ГЭС и Богучанской для января–декабря равна:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.год.}}}{365} \cdot 1,2. \quad (2.12)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{35950}{365} \cdot 1,2 = 118,192 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}.$$

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:

$$N_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}}}{24} \cdot 1000. \quad (2.13)$$

$$N_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{118,192}{24} \cdot 1000 = 4925 \text{ МВт}.$$

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 β :

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}}, \quad (2.14)$$

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 $V_{\text{полезный}} = 1,57 \text{ км}^3$.

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}} = \frac{V_{\text{полезный}}}{Q_{\text{ср.мнгл.}} \cdot t_{\text{с.год}}} = \frac{1,57 \cdot 10^9}{132 \cdot 31536000} = 0,38.$$

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:

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.15)$$

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

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

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Тогда бытовая мощность рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{быт.}} = k_N Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.16)$$

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.

$$N_{\text{ВХК}} = k_N Q_{\text{ВХК}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.17)$$

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: $N_{\text{изб.}} = 378$ 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 (Приложение Б).

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:

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{шл.}} - Q_{\text{исп.}} - Q_{\text{фильт.}} - Q_{\text{лёд.}} \quad (2.18)$$

$$Q_{ГЭС} = Q_{пол.быт.} + Q_{водохр.} - Q_{х.сб.} \quad (2.19)$$

$$Q_{НБ} = Q_{ГЭС} + Q_{х.сб.} + Q_{шл.} + Q_{фильт.} \quad (2.20)$$

$$\Delta V = \frac{Q_{водохр.} \cdot t_{с/мес.}}{10^9} \quad (2.21)$$

$$V_{кон.} = V_{нач.} - \Delta V. \quad (2.22)$$

$$Z_{ВБ ср.} = \frac{Z_{ВБ}^{нач.} + Z_{ВБ}^{кон.}}{2} \quad (2.23)$$

$$H = Z_{ВБ ср.} - Z_{НБ} - \Delta h. \quad (2.24)$$

$$N_{ГЭС} = k_N Q_{ГЭС} H. \quad (2.25)$$

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:

$$N_{раб.} = N_{баз.} + N_{пик.} \quad (2.26)$$

Расчёт базовой мощности производится по формуле:

$$N_{баз.} = k_N Q_{с.п.} H, \quad (2.27)$$

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

H – напор в данном месяце;

k_N – коэффициент мощности.

Соответствующая базовой мощности, суточная выработка рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{баз.}} = N_{\text{баз.}} \cdot 24. \quad (2.28)$$

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:

$$\mathcal{E}_{\text{гар.}} = N_{\text{гар.}} \cdot 24. \quad (2.29)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}_{\text{пик.}} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{баз.}} \quad (2.30)$$

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

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

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

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

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

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{дубл.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.31)$$

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

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС}. \quad (2.32)$$

Нагрузочный резерв необходимый энергосистеме в целом для января:

$$P_{нагр.ЭС} = P_{maxЭС} \cdot 0,01 = 8864 \cdot 0,01 = 89 \text{ МВт}. \quad (2.33)$$

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

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

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

Оставшаяся часть резерва распределена на ТЭС:

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

Аварийный резерв для января:

$$P_{авар.ЭС} = P_{maxЭС} \cdot 0,1 = 8864 \cdot 0,1 = 886 \text{ МВт}. \quad (2.34)$$

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

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

$$F_{рем.сущ.ГЭС} = \frac{N_{раб.сущ.ГЭС}^I}{6} = \frac{5463}{6} = 910 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.35)$$

$$F_{рем.проект.ГЭС} = \frac{N_{раб.проект.ГЭС}^I}{6} = \frac{274}{6} = 46 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.36)$$

$$F_{рем.ТЭС} = \frac{N_{раб.ТЭС}^I}{6} = \frac{3128}{6} = 521 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.37)$$

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

После расчёта резервов необходимо определена установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 274 + 3 = 277 \text{ МВт}.$$

2.11 Баланс мощностей

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

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

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

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

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

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

2) работа ГЭС по отметкам сработки расчётного маловодного года, результаты расчёта приведены в таблице Б.18.

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.

$$N_{\text{ГЭС}}(Q_{\text{ГЭС}}) = z_{\text{вб}}(V_{\text{сраб}}) - z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) - \Delta h. \quad (2.38)$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

$$N_{\text{уст,расч}} = k_N \cdot N_{\text{ГЭС}} \cdot Q_{\text{ГЭС}}. \quad (2.39)$$

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГЭС}}^{\text{max}} \cdot \sqrt{\frac{H_{\text{ГЭС}}}{H_{\text{расч}}^{\text{N}}}}, \quad (2.40)$$

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

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

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.16.

Из режимного поля определено:

- максимальный напор $H_{\text{max}} = 49,0$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 35,7$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{\text{min}} = 35,4$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам

3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

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

На основе диапазона напоров из режимного поля произведён подбор вариантов турбин. В данном случае выбраны следующие типы гидротурбин: ПЛ50-В, ПЛД50-В60. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице В.1.

3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

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

Мощность агрегата в расчётной точке:

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

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

η_t – КПД натурной турбины;

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

КПД натурной турбины:

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

где η_m – КПД модельной турбины;

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

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;

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

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

Количество агрегатов:

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

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

$N_{\text{агр}}$ - мощность агрегата.

Поправка КПД:

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

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

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

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

Приведённая максимальная, расчётная и минимальная частоты вращения:

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

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

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

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

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

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

Произведение для ограничения по генератору:

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

Приведённые расходы:

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

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

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

Далее турбины с различными диаметрами сопоставляются по следующим критериям:

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

В дальнейших расчётах рассмотрены гидротурбины серии: ПЛ50-В60 с диаметрами – 4,5; 4,75 и 5,3; ПЛД50-В60-425. Остальные варианты не удовлетворяют требованиям: зона работы находится вне главной универсальной характеристики.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса необходимо для обеспечения бескавитационной работы турбины.

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

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

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

H_s – высота отсасывания.

Высота отсасывания находится по следующей формуле:

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

где $B = 10$ м – барометрическое давление;

σ – коэффициент кавитации, определяется по ГУХ;

H – напор.

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

1. работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_{max} ;
2. работа одного агрегата с номинальной мощностью при 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:

$$Q = Q'_1 D_1^2 \sqrt{H_{max}}. \quad (3.15)$$

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

В результате анализа расчётов к установке принята гидротурбина ПЛ50-В-475, так как у неё выше частота вращения, что снизит затраты на оборудование (число пар полюсов), а большее количество агрегатов позволит обеспечить улучшенное регулирование.

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

$$\nabla Z_{р.к.} = 341,47 \text{ м.}$$

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_H = \frac{N_{арп}}{\cos \varphi} = \frac{55}{0,85} = 64,71 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.16)$$

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

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2f \cdot 60}{n_{синх}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{150} = 40. \quad (3.17)$$

Гидрогенератор выбран по номинальной мощности и числу пар полюсов: СВ-808/130-40. Параметры генератора представлены в таблице В.5.

3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры, рекомендуемый угол охвата спиральной камеры берётся из ГУХ, ГУХ представлен на рисунке В.7:

$$\varphi_{сп} = 225^\circ.$$

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{вх} = 1,739 D_1 = 1,739 \cdot 4,75 = 8,26 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{вх} = 7,35 \text{ м.}$$

$$r_a = \frac{D_{\text{ВХ}}}{2} = \frac{7,35}{2} = 3,675 \text{ м.}$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{\text{ВЫХ}} = 6,425 \text{ м.}$$

$$r_b = \frac{D_{\text{ВЫХ}}}{2} = \frac{6,425}{2} = 3,213 \text{ м.}$$

Высота направляющего аппарата, определяется по ГУХ:

$$b_0 = 0,35D_1 = 0,35 \cdot 4,75 = 1,66 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Высота статора:

$$B_{\text{СТ}} = b_0 + 0,0033D_1 = 1,66 + 0,0033 \cdot 4,75 = 1,68 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Допустимая скорость во входном сечении $\vartheta_{\text{ВХ}} = 5,40 \text{ м/с.}$

Полный расход через турбину при расчётных значениях мощности и напора:

$$Q_T = \frac{N_{\text{агр}}}{9,81H_{\text{расч}}\eta_{\text{опт}}} = \frac{47000}{9,81 \cdot 35,7 \cdot 0,927} = 145 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.21)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{145 \cdot 225}{360} = 91 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.22)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{ВХ}} = \frac{Q_i}{\vartheta_{\text{ВХ}}} = \frac{91}{5,40} = 16,83 \text{ м}^2. \quad (3.23)$$

Ширина входного сечения:

$$a_{\text{ВХ}} = r_{\text{ВХ}} - r_a = 8,26 - 3,675 = 4,585 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{ВХ}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{ВХ}} - r_a)b_{\text{ВХ}} - \frac{(b_{\text{ВХ}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ. \quad (3.25)$$

Отбрасывая один из корней, высота входного сечения равна:

$$b_{\text{ВХ}} = 3,12 \text{ м.}$$

Дальнейший расчёт спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

$$a_i = r_i - r_a. \quad (3.26)$$

$$m_i = k_2 a_i^2, \quad (3.27)$$

где $k_2 = \frac{m_{\text{BX}}}{a_{\text{BX}}^2} = \frac{b_{\text{BX}} - b_0}{a_{\text{BX}}^2} = \frac{3,12 - 1,68}{4,585^2} = 0,068$.

$$b_i = m_i + b_0. \quad (3.28)$$

$$r_k = r_a + m_i \tan 15^\circ. \quad (3.29)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляется по формуле:

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

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i^\circ = \frac{180}{J_{\text{BX}}} \cdot J_i. \quad (3.31)$$

Результаты расчёта сведены в таблицу В.6.

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

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

Ширина подвода определяется из ГУХ:

$$B' = 2,928D_1 = 2,928 \cdot 4,75 = 13,91 \text{ м}. \quad (3.32)$$

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

$$b = 1 + \frac{Q_T}{400} = 1 + \frac{145}{400} = 1,36 \text{ м}. \quad (3.33)$$

Ширина подвода с учётом ширины бычка из ГУХ:

$$B = B' + 2b = 13,91 + 1,36 = 15,27 \text{ м}. \quad (3.34)$$

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:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{\tau_{доп}}\right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{3,05}{30}\right)^{0,33} = 770 \text{ мм}, \quad (3.35)$$

где $\tau_{доп} = 30$ МПа.

Крутящий момент определяется по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 47000}{150} = 3,05. \quad (3.36)$$

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

3.5.2 Расчёт подшипника

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

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

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{рад} = \frac{0,8N}{n_{синх}D_1} = \frac{0,8 \cdot 47000}{150 \cdot 4,75} = 52,77 \text{ кН}. \quad (3.37)$$

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

$$d_{п} = D_B + 20 = 800 + 20 = 820 \text{ мм}. \quad (3.38)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п}h_{п}} = \frac{52,77}{0,82 \cdot 0,4} = 214,52 \text{ кПа} \leq [p_{уд}] = 29U = 373,35 \text{ кПа}, \quad (3.39)$$

где $h_{\Pi} = 400$ мм;

$$U = \frac{\pi n_{\text{синх}} d_{\Pi}}{30} = \frac{3,14 \cdot 150 \cdot 0,82}{30} = 12,87 \text{ м/с.} \quad (3.40)$$

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

Усилие на наиболее нагруженный сегмент определяется по следующей формуле:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{52,77}{1+2 \cos 45 + 2 \cos 90} = 21,84 \text{ кН,} \quad (3.41)$$

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

Удельная нагрузка на сегмент рассчитывается по следующей формуле:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_1}{l_{\text{сегм}} h_{\Pi}} = \frac{21,84}{0,28 \cdot 0,4} = 628,22 \text{ кПа} \leq [p_{\text{уд}}] = 50U = 643,70 \text{ кПа,} \quad (3.42)$$

где $l_{\text{сегм}} = \frac{0,9\pi d_{\Pi}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 0,82}{8} = 0,28$ м.

Из расчётов видно, что по допустимой 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 $H = 50,0$ м и диаметра $D_1 = 4,75$ м: МНУ 20/2-40-20-3,

где 20 – объём гидроаккумулятора м^3 ;

2 – количество гидроаккумуляторов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 МПа;

20 – вместительность сливного бака, м^3 ;

3 – количество насосов.

3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора

По таблице [6, с. 103] определён тип ЭГР. Для поворотно-лопастной турбины принят: ЭГРК-2И1-150-4. Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах: ЭГР – электрогидравлический регулятор; И – на интегральных микросхемах; 150 – диаметр главного золотника; 4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

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

Для проектируемой ГЭС рассмотрены 2 структурные схемы электрических соединений: с одиночными и укрупнёнными блоками. Данные схемы представлены на 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-840/150-52. 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:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = \frac{55 - 0,01 \cdot 55}{0,85} = 64,06 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.1)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-80000/220 марки ОАО «Электрозавод». Данные трансформатора представлены в таблице Г.2.

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ – частота ремонтов;

$T_{\text{пл}} = 30$ 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:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,07 \cdot 8728,5 = 611 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

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

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,265}{1} \cdot \left(\frac{64,06}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 408,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Издержки на потери ЭЭ определяются следующим образом:

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

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

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

$$И_{(1)} = 611 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 408,7 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 7,34 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$И_1 = n \cdot И_{(1)} = 6 \cdot 7,34 = 44 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.7)$$

где $n = 6$ – количество блоков.

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{T ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{T}}} = 2 \cdot \frac{55 - 0,01 \cdot 55}{0,85} = 128,12 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТРДЦН-160000/220 марки ООО «Тольяттинский Трансформатор». Данные трансформатора представлены в таблице Г.3.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,167 \cdot 8442 = 1457,41 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.9)$$

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

Нагрузочные потери в трансформаторе (4.5):

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,525}{1} \cdot \left(\frac{128,12}{160} \right)^2 \cdot 2405 = 809,69 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Издержки на потери ЭЭ (4.6):

$$И_{(1)} = \Delta W_{xx} \cdot \beta_1 + \Delta W_H \cdot \beta_2 = 1457,41 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 809,69 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 16,03 \text{ тыс. руб./год}.$$

$$И_2 = n \cdot И_{(2)} = 3 \cdot 16,03 = 48,09 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.10)$$

4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд

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

Мощность трансформатора СН:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot n_T \cdot \frac{P_{T \text{ ном}}}{\cos \varphi_T} = 0,01 \cdot 6 \cdot \frac{55}{0,85} = 3,88 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.11)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

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

Выбран трансформатор собственных нужд ТСЗ-4000/10. Данные трансформатора представлены в таблице Г.4.

4.3 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ

Число отходящих линий:

$$n = \frac{(S_T \cdot n_T - S_{\text{сн}}) \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{\text{нат}}} + 1 = \frac{(64,7 \cdot 5 - 3,88) \cdot 0,8}{1,2 \cdot 135} + 1 = 3, \quad (4.13)$$

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:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{384}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 336 \text{ А.} \quad (4.14)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_T \cdot \alpha_i = 336 \cdot 1 \cdot 1,05 = 353 \text{ А,} \quad (4.15)$$

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:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{353}{1,1} = 320,91 \text{ мм}^2, \quad (4.16)$$

где $j_{\text{э}} = 1,1$ А/мм² – нормированная плотность тока. Выбран провод АС-300/30. Проверка провода по нагреву при перегрузке:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{330 - 3,30}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,8} = 504 \text{ А.} \quad (4.17)$$

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 $n = 6$ – количество блочных трансформаторов;

$K_{\text{тр}}$ – стоимость одного блочного трансформатора;

$m = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд;

$K_{\text{сн}}$ – стоимость одного трансформатора собственных нужд;

$t = 10$ – количество ячеек КРУЭ;
 $K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_1 = 6 \cdot 110,7 + 3 \cdot 22,7 + 10 \cdot 103,6 = 1768,3 \text{ млн. руб.}$$

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

$$K_2 = 3 \cdot 187,89 + 3 \cdot 22,7 + 7 \cdot 103,6 = 1357 \text{ млн. руб.}$$

Приведённые затраты для схемы с одиночными блоками:

$$З_1 = E \cdot K_1 + И_1 = 0,15 \cdot 1768,3 + 0,044 = 265 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.20)$$

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

Приведённые затраты для схемы с укрупнёнными блоками:

$$З_2 = E \cdot K_2 + И_2 = 0,15 \cdot 1357 + 0,048 = 204 \text{ тыс. руб.} \quad (4.21)$$

$$\Delta Z = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\% = \frac{265 - 204}{265} \cdot 100\% = 23,26\%. \quad (4.22)$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются достаточно значительно. Однако нужно учитывать, что ГЭС является объектом важного назначения, должно соблюдаться бесперебойное питание потребителей. Поэтому должна быть применена схема с одиночными блоками, так как она обеспечивает наибольшую надёжность.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

При классе напряжения 220 кВ и количестве присоединений, равным 9, был выбран вариант с двумя рабочими системами шин (13 схема). Выбранная схема распределительного устройства 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:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,20 \cdot \frac{10,5^2}{64,7} = 0,375 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_* \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ.} \quad (4.24)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 80} = 80,53 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{220^2}{330} = 146,67 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,413 \cdot 100 = 41,30 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

ЭДС энергосистемы:

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

Коэффициент трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{242} = 0,043. \quad (4.29)$$

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{\text{а,}\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,375}{0,045 \cdot 314} = 0,0027 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

$$r_{\text{С}} = \frac{x_{*\text{С}}}{T_{\text{а,С}} \cdot \omega} = \frac{146,67}{0,035 \cdot 314} = 15,57 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$

$$r_{л} = r_{0,уд} \cdot l = 0,059 \cdot 100 = 5,90 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

$$r_{т} = \frac{\Delta P_{к} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{265 \cdot 242^2}{200^2} = 2,425 \text{ Ом.} \quad (4.33)$$

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.7 и сведены в таблицу Г.6.

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

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

$$I_{г,раб \max} = 1,05 \cdot I_{г,ном} = 1,05 \cdot 3,56 = 3,74 \text{ кА.} \quad (4.34)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб \max(ПУВН)} = \frac{S_{г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т,ном(-5\%)}} = \frac{80 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 229,9} = 0,2 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

Рабочий максимальный ток ЛЭП:

$$I_{раб.max} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{384,35 \cdot 10^3}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,336 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Расчётный ток утяжелённого режима для линии:

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{384,35 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,504 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

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

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

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

Осуществляется проверка на термическую и динамическую стойкость.

По имеющимся данным для генераторного напряжения принимается элегазовый выключатель ВГГ-15 марки ОАО ВО «Электроаппарат».

Разъединитель РВРЗ-20/8000 марки ЗАО «ЗЭТО». Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице Г.7.

4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

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

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

Для защиты трансформатора от перенапряжений со стороны низшего напряжения устанавливается ОПН. Выбор ОПН производится по классу напряжения. Таким образом, принимается ОПН-35 УХЛ1 марки ОАО «Разряд».

4.8.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

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

Выбран микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-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 Унгутской ГЭС.

5.2 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» согласно мощности генератора принимаются к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-840/150-52:

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

Защиты силового трансформатора ТДЦ 80000/220:

- дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (дифференциальная защита нулевой последовательности);
- токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- резервная максимальная токовая защита;

- защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- реле тока охлаждения трансформатора блока – защита от потери охлаждения;
- защита от перегрева трансформатора.

Защиты воздушных линий 220 кВ.

Основные защиты:

- дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ).

Резервные защиты:

- трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- УРОВ 220 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

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

5.3 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{64700}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3558 \text{ А.} \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{K_{\text{СХ}} I_{\text{НГ}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1 \cdot 3558}{4000/5} = 4,45 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{НОМ,ТВ}} = \frac{I_{\text{НОМ,РОТ}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{1115}{1,2255} \cdot 290 = 263,85 \text{ кВА.} \quad (5.3)$$

Принимается трансформатор возбуждения (ТВ) мощностью 320 кВ·А из стандартного ряда.

Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{ВН\ ТВ}^1 = \frac{S_{НОМ,ТВ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{320}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 17,6 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Номинальный ток ТВ со стороны низшего напряжения:

$$I_{НН\ ТВ} = \frac{S_{НОМ,ТВ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{320}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 461,88 \text{ А.} \quad (5.5)$$

Перерасчет тока ТВ:

$$I_{НОМ,рот.} = \frac{I_{НН\ ТВ}}{K_{ТТ\ ТВ}} = \frac{461,88}{500/5} = 4,62 \text{ А.} \quad (5.6)$$

5.4 Описание защит и расчёт их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{НОМ}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 4000 \text{ А.}$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = \frac{4000}{5}.$

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{НОМ} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{НОМ} = 0,05 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.7)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср.0} \geq K_{Н} \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{НОМ} = 0,1 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.8)$$

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

Исходя из условия (5.2), принимаем уставку: $I_{ср0} = 0,15 \cdot I_{НОМ}.$

2) Коэффициент торможения K_T определяет чувствительность защиты от повреждений при протекании тока нагрузки. Величина K_T выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{max}}, \quad (5.9)$$

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

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

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

I_{max} – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,22} \cdot 3558 = 18273 \text{ А.} \quad (5.10)$$

Следовательно, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,22} \cdot 3558 = 1827,3 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.11)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

$$I_T = I_{\text{max}} = 18273 \text{ А.}$$

Тогда:

$$K_T > \frac{1827,3 \cdot 2}{18273} = 0,2.$$

Принимается уставка $K_T = 0,3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*cp}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*cp}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.13)$$

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

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{\text{ОТС}} = (2 \div 12) \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Принимается уставка: $I_{\text{ОТС}} = 6 \cdot I_{\text{НОМ}}$

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

5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

Расчёт $U_{0\text{эл.ст.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями. Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке Д.3.

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{\text{T}} + C_{\text{Г}} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,97 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.14)$$

где $C_{\text{T}} = 0,0073$ мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{\text{Г}} = 0,7$ мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки генератора на землю;

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

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

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

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_{\text{T}}(\mu_0)}{C_{\text{T}}(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 0,697} = 285,93 \text{ В}, \quad (5.15)$$

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

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

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

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

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,97 = 5,51 \text{ А.} \quad (5.17)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3 \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 285,93}{10,5 / (\sqrt{3} \cdot 0,1/3)} = 7,45 \text{ В,} \quad (5.18)$$

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, регулируемое 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_{T} :

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

При $K_{\text{T}} = 1,3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали. Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

5.4.3 Защита от повышения напряжения

1. Уставка защиты $U2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{НОМГ}}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.20)$$

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

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

Уставка $U1 >$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{НОМГ}}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.21)$$

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

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

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

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

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

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

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

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

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

Защита включает в себя следующие органы:

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

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

2. Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск

интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надёжного пуска интегрального органа при $t_{\text{макс}} = 700$ с.

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21. \quad (5.24)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,17, \quad (5.25)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,17 \cdot I_H. \quad (5.26)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,17^2} = 1002 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{30}{I_{*2}^2}. \quad (5.27)$$

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

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице Д.4. Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке Д.4. Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принято: $t_{\text{мин}} = 30$ с, $t_{\text{макс}} = 750$ с.

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

4. Орган токовой отсечки ($I_{2\text{ОТС}}$) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности. По второму условию: обеспечение чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

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

где $X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 41,0 \cdot \frac{64,7}{242^2} = 0,05$;

$X_{d\text{ВН}}'' = X_d'' \cdot (U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}})^2 = 0,41 \cdot (242/10,5)^2 = 117$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведённое к высокой стороне напряжения;

$X_T = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{64,7}{80} = 0,09$ – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2\text{С.З.}}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (117 + 0,05 + 0,09)} = 0,003 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2\text{С.З.}} = I_{2\text{С.З.}}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,003 \cdot 2 \cdot \frac{242}{10,5} = 0,15. \quad (5.29)$$

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: $I_{2\text{ОТС}} = 0,15$. Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение МШВ, с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок

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

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

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

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{сигн}} = 1,1 \cdot 1,07 = 1,18 \cdot I_H. \quad (5.31)$$

3. Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведённой в таблице Д.5. 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:

$$I_{\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_H}{0,98} = 1,531 \cdot I_H. \quad (5.32)$$

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

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМГ}}}{K_B \cdot n_{\Gamma}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500 / 100} = 66 \text{ В}. \quad (5.33)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение МШВ, с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и

выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.6 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 Унгутской ГЭС – ПС Правобережная может быть принято:

$$Z_1 = 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 72,74 + \frac{0,8}{3} \cdot 41,72 = 69,32 \text{ Ом}, \quad (5.34)$$

где $K_T = 3$ – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

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

$$Z_T = \frac{U_{к\%} \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМТ}} = \frac{11 \cdot 242^2}{80} = 72,74 \text{ Ом}. \quad (5.35)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{X_{Л}^2 + R_{Л}^2} = \sqrt{41,3^2 + 5,9^2} = 41,72 \text{ Ом}. \quad (5.36)$$

В относительных единицах, приведённых к номинальным параметрам генератора:

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

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{11}{100} \cdot \frac{64,7}{80} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{64,7}{230^2} \cdot 41,72 = 0,082.$$

Z_I в первичных Омах составит:

$$Z_I = Z_{I \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,082 \cdot 1,7 = 0,139 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

где $Z_6 = \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМГ}} = \frac{10,5^2}{80} = 1,7$.

Уставка будет равна:

$$Z_{I\text{СЗ}} = Z_I \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,139 \cdot \frac{4000/5}{10,5/0,1} = 1,06 \text{ Ом.} \quad (5.39)$$

Принята уставка: $Z_1 = 1,06 \text{ Ом}$.

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

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ Г}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 3558} = 1,7 \text{ Ом.} \quad (5.40)$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{II \text{ НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 1,7 \cdot \frac{4000/5}{10,5/0,1} = 12,95 \text{ Ом.} \quad (5.41)$$

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 $0,95 \cdot U_{\text{НОМ Г}}$ (без учёта насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{2 \cdot \frac{I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{0,8} = 3,28 \text{ о. е.,} \quad (5.42)$$

где x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси; $\frac{I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х}}}$ – отношение номинальных тока ротора к току ротора холостого хода.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.43)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36. \quad (5.44)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен: $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 70,31^\circ$.
Сопrotивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{II \text{ НАГР.Ф}} = Z_{\text{НАГР.Ф}} \cdot Z_6 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,35 \cdot 1,7 \cdot \frac{4000/5}{10,5/0,1} = 4,89 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Сопrotивление срабатывания защиты принято:

$$Z_{II \text{ о.е.}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о.е.} \quad (5.46)$$

$$Z_{II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,35 \cdot 1,7 = 0,35 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{II \text{ сз}} = Z_{II} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,35 \cdot \frac{4000/5}{10,5/0,1} = 4,57 \text{ Ом.} \quad (5.48)$$

Принята уставка: $Z_2 = 4,57 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{\text{СМ}1} = 0,16 \text{ Ом}$; $Z_{\text{СМ}2} = 0,69 \text{ Ом}$. 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 8,0 с на МШВ, с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.49)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.50)$$

3. Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Данные сведены в таблицу Д.6.

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

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.51)$$

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 Унгутской 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.7-Д.8 соответственно.

6 Компонровка сооружения и гидроузла

6.1 Назначение класса ГТС

1. В зависимости от высоты и типа грунта оснований назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.1 [32]. Высота $391,00 - 340,00 = 51,00$ м; грунт основания скальный.

2. В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.2 [32]. Установленная мощность ГЭС 282 МВт.

3. В нижнем бьефе в результате возможной аварии, материальный ущерб без учёта убытков владельца ГТС составит менее от 100 до 1000 млн. рублей. В соответствии с таблицей 1.4 [32] назначен III класс ГТС.

Итог: назначен III класс ГТС.

6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1 Определение отметки гребня плотины

6.2.1.1 Грунтовая плотина

Отметка гребня грунтовой плотины вычислена по формуле:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 390,00 + 1,77 \approx 391,77 = 391,80, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 1,27 + 0,001 + 0,5 = 1,77, \quad (6.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$a = 0,5$ м – конструктивный запас.

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

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 1,2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10^2 \cdot 2300}{9,81 \cdot 25} \cdot \cos 0 = 0,001 \text{ м}, \quad (6.3)$$

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;

$L = 2300$ 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:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{390,00 - 340,00}{2} = 25 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2300}{10^2} = 225,63. \quad (6.5)$$

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

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.

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 225,63: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,026, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,0.$$

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

Средний период и средняя высота волны соответственно:

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

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

Средняя длина волны:

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

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

Высота волны 1% обеспеченности:

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

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:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,3 \cdot 0,56 = 1,27 \text{ м}, \quad (6.9)$$

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 $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{6,49}{0,56} = 11,60$ на глубокой воде.

6.2.1.2 Бетонная плотина

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

$$\begin{aligned} \nabla_{ГБП} &= \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 390,00 + 0,56 + 0,001 + 0,5 = \\ &\approx 391,06 = 391,10. \end{aligned} \quad (6.10)$$

6.2.2 Гидравлические расчёты

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

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 925 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla_{\text{УНБ}} = 347,00$.

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 1150 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla_{\text{УНБ}} = 347,50$.

6.2.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружение при основном расчётном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 390,00 - 347,00 = 43,00 \text{ м}. \quad (6.11)$$

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

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{47 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (43,00 - 0,5) \cdot 0,910} = 124 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.12)$$

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, $m = 6 - 1 = 5$.

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{га}}^{\text{осн}} \cdot m = 124 \cdot 5 = 620 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.13)$$

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 $Q_c = \frac{V_{\text{п}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(1,57 + 1,18) \cdot 10^9}{10368000} = 265 \text{ м}^3/\text{с};$

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 925 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 925 - 620 = 306 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{306}{43,8} = 7,0 \text{ м}, \quad (6.15)$$

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

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 35,0 = 43,8 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.16)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 7,0 = 35,0 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.17)$$

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

$h_{\text{НБ}} = 7,0 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяются по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн max}}$.

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

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

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

$n = 2$ – число пролётов.

6.2.2.2 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}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{306}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,26 \text{ м}, \quad (6.19)$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{306}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,45 \text{ м}, \quad (6.20)$$

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

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{4,26}{8} = 0,94, \quad (6.21)$$

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:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 4,45 - \frac{1,1 \cdot 0,32^2}{2 \cdot 9,81} = 4,44 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ} - \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{306}{(390,00 - 340,00) \cdot (16 + (2-1) \cdot 3)} = 0,32 \text{ м/с};$

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

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

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 390,00 - 4,5 = 385,50, \quad (6.23)$$

где $H_{\text{ст}} = 4,5 \text{ м}$ – 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:

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 391,00 - 347,50 = 43,50 \text{ м}. \quad (6.24)$$

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

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{47 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (43,50 - 0,5) \cdot 0,910} = 122 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.25)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m = 122 \cdot 5 = 610 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.26)$$

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_{\text{с}} = 1150 - 610 - 265 = 275 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 1150 \text{ м}^3/\text{с}$ – 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}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{275}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,95 \text{ м}. \quad (6.27)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{275}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,11 \text{ м}, \quad (6.28)$$

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{3,95}{8} = 0,94, \quad (6.29)$$

$\zeta_y = 0,7$ – 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:

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 4,11 - \frac{1,1 \cdot 0,28^2}{2 \cdot 9,81} = 4,10 \text{ м}, \quad (6.30)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_{\text{Б}})} = \frac{275}{(391,00 - 340,00) \cdot (16 + (2-1) \cdot 3)} = 0,28 \text{ м/с};$

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

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

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 385,50 + 4,10 = 389,60. \quad (6.31)$$

Принята проектная отметка $\nabla\text{ФПУ} = 391,00$.

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 $H_{\text{ст}} = 4,5$ м и сведены в таблицу Е.1.

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

Отметка верха быка определена по формуле:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6H_{\text{ст}} = 385,50 + 1,6 \cdot 4,5 = 392,70. \quad (6.32)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\nabla\text{ГП} = \text{НАИБ}[\nabla\text{ГГП}, \nabla\text{ГБП}, \nabla\text{ГБ}] = \nabla\text{ГБ} = 392,70. \quad (6.33)$$

6.2.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА} = 390,00 - 340,00 = 50,00 \text{ м}. \quad (6.34)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 306^2}{(16 + 1 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 3,07 \text{ м}. \quad (6.35)$$

Сопряжённые глубины определены следующим образом:

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

где $q_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{B + \delta_B \cdot (n-1)} = \frac{306}{16 + 3 \cdot (2-1)} = 16,08 \text{ м}^3/\text{с};$

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

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

$$h'_c = \frac{16,08}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (50-0)}} = 0,57 \text{ м}.$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{16,08}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (50 - 0,57)}} = 0,57 \text{ м.}$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (h_{кр}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{0,57}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot 3,07/0,57^3} - 1 \right] = 9,77 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Так как $h''_c = 9,77 \text{ м} > h_{нб} = 7,00 \text{ м}$ – в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании высотой от 40 м гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

6.2.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Высота от дна, до носка:

$$a = h_{нб}^{max} + 2 = 7,5 + 2 = 9,5 \text{ м,} \quad (6.38)$$

где $h_{нб}^{max} = 7,5 \text{ м}$ при $\nabla_{УНБ}(Q_{0,1\%}) = 349,50$.

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 340,00 + 9,5 = 349,50. \quad (6.39)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_1 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 390,00 - 349,50 = 40,5 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 40,5} = 25,37 \text{ м/с,} \quad (6.41)$$

где φ – коэффициент скорости потока, принимаю равным 0,9.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{48,68}{25,37} = 1,92 \text{ м.} \quad (6.42)$$

$$q = \frac{Q_{расч.мах осн}}{B + (n-1)\delta_6} = \frac{306}{16 + (2-1) \cdot 3} = 48,68 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.43)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{25,37^2}{9,81 \cdot 1,92} = 34,19. \quad (6.44)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.45)$$

где K_a – коэффициент аэрации, принимаю равным 1; α - угол наклона носка, принимается равным 30° ; $Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} = 390,00 - 347,00 = 43,00$ м.

$$L = 1 \cdot 37,0 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{43,00}{40,5} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = 58,04 \text{ м.}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет $L = 50,04 > 0,4Z_0 = 17,20$ – дальность отлета безопасна.

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.46)$$

где $t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H$;

d – средняя крупность отдельностей, в расчёте принята 1 м.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{34,19}) \cdot \sqrt{34,19} \cdot \sqrt[4]{\frac{7,00}{1}} \cdot 1,92 = 21,69.$$

$$h_{\text{раз}} = 21,69 - 7,00 = 14,69 \text{ м.}$$

Расстояние от плотины до центра ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg} \alpha_1}, \quad (6.47)$$

где α_1 – угол входа в воду.

$$\text{tg} \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 \alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}}. \quad (6.48)$$

$$\text{tg} \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,92 \cdot \cos 30^\circ + 9,5 - 7,00)}{25,37^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,68.$$

$$L_1 = 58,04 + \frac{21,69}{0,69} = 89,72 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размывого русла равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз} = 2,5 \cdot 3,07 + 3,7 \cdot 14,69 = 62,02 \text{ м.} \quad (6.49)$$

По дну яма размыва – примерно равна $2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 3,07 = 7,68 \text{ м}$, где $h_{кр}$ – критическая глубина потока.

Уклон верхового откоса ямы размыва может быть принят 1:2,2; уклон низового откоса 1:1,5.

6.2.3 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.

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

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

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

$$\nabla_{ЦО} = \nabla_{ГАЛ} + h_{гал} + 3,5 = 341,00 + 3,5 + 3,5 = 348,00. \quad (6.50)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{УМО}}{2} - \nabla_{ЦО} = \frac{390,00 - 385,30}{2} - 348,00 = 39,65 \text{ м.} \quad (6.51)$$

Расход через отверстие:

$$q_{вв} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 7,07 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 39,65} = 157,72 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.52)$$

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:

$$n = \frac{Q_c}{q_{вв}} = \frac{265}{157,72} = 1,68. \quad (6.53)$$

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

Для гашения энергии потока и защиты дна от размыва при работе донных отверстий применяется водобойная плита.

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

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 28,03 \cdot \sqrt{0,57} = 3,18 \text{ м}, \quad (6.54)$$

$$\text{где } v_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{h'_c \cdot (B + \delta_B \cdot (n-1))} = \frac{306}{0,57 \cdot (16 + 3 \cdot (2-1))} = 28,03 \text{ м/с}.$$

Принимается толщину плиты водобоя 3,2 м.

Длина водобоя при наличии на нём гасителей:

$$l_B = 0,85 \cdot l_{\text{пр}} = 0,85 \cdot 44,98 \approx 38,23 = 39 \text{ м}, \quad (6.55)$$

$$\text{где } l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 9,77 - 0,57) = 44,98 \text{ м}.$$

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.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 390,00 - 336,80 = 53,2 \text{ м}. \quad (6.56)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{ДНА}} - \delta_B = 793,00 - 3,2 = 336,80. \quad (6.57)$$

Ширина подошвы плотины:

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 53,2 = 37,2 \text{ м}. \quad (6.58)$$

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

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

Расстояние между секционными швами в бетонных плотинах принимаем 11 м. 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 112 м.

Устой, сопрягающий левобережную земляную плотину с берегом, имеет трапецеидальную форму, размеры устоя: ширина 4 м, длина 54 м.

6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

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

$$a_{др} \leq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.т}} = \frac{43,00 \cdot 1,15}{25} = 1,98 \text{ м}, \quad (6.59)$$

где $H_d = 43,00$ м – напор над расчётным сечением;

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

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

Принимается $a_{др} = 2,0$ м.

6.3.6 Галереи в теле плотины

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

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального

дренажа, приняты минимальными, но при этом обеспечивают транспортировку и работу бурового, цементационного и другого оборудования.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначены следующие проектные отметки: $\nabla_{\text{пол. гал.}} = 341,00$ и $\nabla_{\text{пол. гал.}} = 356,00; 371,00$ и размеры галерей, соответственно, $3,0 \times 3,5$ и $2 \times 2,5$ м.

6.4 Основные элементы плотины

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

6.4.1 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

6.4.1.1 Противофильтрационная завеса

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

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр.г}}} = \frac{43,00 \cdot 1,15}{15} = 3,3 \text{ м}, \quad (6.60)$$

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

$\Delta H = 43,00$ м – потеря напора на завесе;

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

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_3 = 0,1 \cdot B_n = 0,1 \cdot 37,2 = 3,7 \text{ м}, \quad (6.61)$$

где $B_n = 37,2$ м – ширина подошвы плотины.

Глубина цементационной завесы принимают равной:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 49,53 = 24,8 \text{ м}, \quad (6.62)$$

где $H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 390,00 - 340,47 = 49,53$ м.

Принимается глубина цементационной завесы 24,8 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 6 м.

Глубина скважины:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 24,8 = 12,4 \text{ м}, \quad (6.63)$$

где $h_{зав} = 24,8$ м – глубина цементационной завесы.

Принимается глубина дренажа 12,4 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 - $\nabla \text{УНБ}_{min}$.

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

6.5.1.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{пл}$ и $G_{б}$ определяются в программе AutoCAD: $S_{пл} = 1083,97 \text{ м}^2$, $S_{б} = 1718,06 \text{ м}^2$.

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

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{б}}{b + \delta_{б}} = \frac{1083,97 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 3} = 18560,75 \text{ кН/м}, \quad (6.64)$$

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:

$$G_{б} = \frac{S_{б} \cdot \delta_{б} \cdot \rho_{б} \cdot g}{b + \delta_{б}} = \frac{1718,06 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{8 + 3} = 11031,799 \text{ кН/м}, \quad (6.65)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.66)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = (391,00 - 385,50 + 0,5) \cdot 8 = 48,0 \text{ м}^2. \quad (6.67)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 48,0 \cdot \sqrt{48,0} \cdot 9,81 = 179,43 \text{ кН}.$$

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_B} = \frac{179,43}{8+3} = 16,31 \text{ кН/м}. \quad (6.68)$$

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:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 53,2^2}{2} = 13882,33 \text{ кН/м}, \quad (6.69)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 390,00 - 336,80 = 53,2 \text{ м}$.

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,67^2}{2} = 66,06 \text{ кН/м}, \quad (6.70)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{ПОД} = 340,47 - 336,80 = 3,67 \text{ м}$.

6.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,67 = 36,00 \text{ кН}, \quad (6.71)$$

где $h_1 = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{ПОД} = 340,47 - 336,80 = 3,67 \text{ м}$.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \cdot \rho_w \cdot g = 136,67 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1340,74 \text{ кН/м}, \quad (6.72)$$

где $S_{\text{ЭП}} = h_1 \cdot B_n = 3,67 \cdot 37,2 = 136,6 \text{ м}^2$.

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:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 390,00 - 340,47 = 49,53 \text{ м.} \quad (6.73)$$

Для плотин II класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40. \quad (6.74)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15. \quad (6.75)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 49,53 = 19,81 \text{ м.} \quad (6.76)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 49,53 = 7,43 \text{ м.} \quad (6.77)$$

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

$$S_{\text{эп}} = 312,16 \text{ м}^2.$$

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

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 312,16 = 3062,30 \text{ кН/м.} \quad (6.78)$$

6.5.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,81 \text{ кН/м}^2, \quad (6.79)$$

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.:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{2 \cdot 9,81}{2} = 9,81 \text{ кН/м.} \quad (6.80)$$

Давление грунта:

$$p'_{гр} = \gamma_n h_n \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.81)$$

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

где c – сцепление грунта, 70 кН/м².

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 25,5 - (1 - 0,5) \cdot 9,81 = 20,60 \text{ кН/м}^3, \quad (6.82)$$

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

n_0 – пористость сухого грунта, 0,5;

γ_w – удельный вес воды, 9,81 кН/м³.

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

$$p''_{гр} = (\gamma_n h_n + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.83)$$

$$p''_{гр} = (10 \cdot 2 + 20,60 \cdot 3,2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot tg \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) = -48,74 \text{ кН/м}^2,$$

где $h_{гр} = 3,2$ м – толщина слоя грунта.

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

$$E_{ав} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-65,48 - 48,74}{2} \cdot 3,2 = -182,76 \text{ кН/м}. \quad (6.84)$$

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:

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.85)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,56 \cdot \left(\frac{6,49}{3,14} + \frac{0,15}{2} \right) = 5,87 \text{ кН/м},$$

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,56^2}{6,49} = 0,15 \text{ м}. \quad (6.86)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{6,49}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,56 = 0,82 \text{ м}. \quad (6.87)$$

6.5.2 Оценка прочности плотины

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

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

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} - \frac{23724,55}{37,2} + \frac{6 \cdot 88287,56}{37,2^2} = -255,10 \text{ кН/м}^2, \quad (6.88)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.89)$$

$$\sigma_x^u = -255,10 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 53,2 \cdot (1 - 0^2) = -521,89 \text{ кН/м}^2,$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 390,00 - 386,80 = 53,2 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 53,2 + (-255,10)) \cdot 0 = 0. \quad (6.90)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2. \quad (6.91)$$

$$\sigma_1^u = -255,10 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 53,2 \cdot 0^2 = -255,10 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 53,2 = -521,89 \text{ кН/м}^2. \quad (6.92)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{23724,55}{37,2} - \frac{6 \cdot 88287,56}{37,2^2} = -1019,04 \text{ кН/м}^2, \quad (6.93)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.94)$$

$$\sigma_x^t = -1019,04 \cdot 0,36^2 - 9,81 \cdot 3,67 \cdot (1 - 0,36^2) = -166,23 \text{ кН/м}^2,$$

где $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{ПОД} = 340,47 - 386,80 = 3,67 \text{ м}$ - напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = \text{tg } \alpha_2 = \text{tg } 20^\circ = 0,36. \quad (6.95)$$

где $\alpha_2 = 20^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.96)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 3,67 - 1019,04) \cdot 0,36 = 357,80 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.97)$$

$$\sigma_3^t = -1019,04 \cdot (1 + 0,36^2) + 9,81 \cdot 3,67 \cdot 0,36^2 = -1149,27 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t, \quad (6.98)$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 3,67 = -36,00 \text{ кН/м}^2,$$

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

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

Расчёт краевых напряжений представлен в таблице Е.3.

6.5.3 Критерии прочности плотины и её основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.99)$$

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

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

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

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

$$1,15 \cdot 1,0 \cdot |-1149,27| \leq 0,95 \cdot 7,5.$$

$$1,32 \text{ кН/м}^2 \leq 7,13 \text{ кН/м}^2.$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верхней грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0. \quad (6.100)$$

$$-255,10 \text{ кПа} < 0.$$

3. В зоне верхней грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.101)$$

$$255,10 \text{ кПа} \geq 130,47 \text{ кПа}.$$

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:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.102)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения [34];

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

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

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

F – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega, \quad (6.103)$$

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

$\omega = 37,2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 п.м.

$$R = (17632,71 + 10480,20 + 14,68 - 3062,30 - 1340,74) \cdot \operatorname{tg} 36,5^\circ + 70 \cdot 37,2 = 20162,04 \text{ кН.}$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{ав}. \quad (6.104)$$

$$F = 13882,33 - 66,06 + 5,87 + 11,77 + 0 = 13833,90 \text{ кН.}$$

$$\frac{20162,04 \cdot 0,95}{13833,90 \cdot 1,0} = 1,38 \geq 1,15.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Мероприятия по охране окружающей среды

7.1 Общие сведения о районе строительства

Мана – река в Красноярском крае, правый приток Енисея. Дина реки составляет 475 км, площадь бассейна – 9320 кв. км, скорость речного потока варьируется от 4 км/час (в низовьях) до 7-8 км/час в верховьях. Относится к Енисейскому бассейновому округу. Берет начало в северо-западной части Восточного Саяна, вытекает из горного озера Манского (Верхманского), расположенного на высоте 1400 м над уровнем моря. Замерзает в первой половине ноября, вскрывается во второй половине апреля – начале мая.

Мана течет в основном в северо-западном направлении через таежные зоны Партизанского, Манского, Березовского районов Красноярского края. Впадает в Енисей в 30 км выше по течению от Красноярска. Имеет более 300 притоков различной величины, в нее впадают реки Мина, Крол, Баджей, Колба, Большой Унгут и Малый Унгут, Жержул, Малый и Большой Кершул, Береть и др.

В верховьях питание реки снеговое и дождевое, но в отличие от других енисейских рек бассейн Маны обладает особыми природными условиями – наличием больших площадей легкорастворимых горных пород (так называемых карстовых), более значительным подземным питанием и более равномерным распределением стока в течение года. Значительная часть поверхностного стока переходит в подземный, выходит на свет кристально чистой, холодной (не выше 8-10°С) гидрокарбонатной минеральной водой многочисленных родников, пригодной для питья.

В русле Маны много островов, крутых поворотов с прижимами, подводных, а в малую воду надводных камней, перекатов, мелей, есть шиверы. В верховьях Маны располагаются два порога: Соболиный («Труба») и Большой Манский порог.

По берегам Маны растут сибирский кедр, сосна обыкновенная, ель, пихта, лиственница, береза, осина, рябина, черемуха, ива и др. В Мане водятся: стерлядь, таймень, ленок, хариус, щука, окунь, налим, елец, сорога, ерш, пескарь, вьюн, пресноводный бычок, гольян.

Вдоль реки Маны, от устья реки Крол до разъезда Лукашевич, проложен участок железнодорожной дороги Абакан – Тайшет, названный «трассой мужества». Линия Абакан – Тайшет проходит в горно-таежной местности высшей категории трудности с очень тяжелыми климатическими условиями. Эта трасса стала символом мужества и подвига первопроходцев-изыскателей и строителей железной дороги. Труд изыскателей трассы Абакан – Тайшет А. Кошурникова, К. Стофато, А. Журавлева был приравнен к фронтовому подвигу.

В низовьях Маны, по правобережью, на северо-западных отрогах Восточного Саяна (Куйсумский хребет), ниже поселка Береть, от кордона Берлы до кордона Кандалак, проходит граница государственного природного заповедника «Столбы».

До 1986 г. по Мане велся молевой сплав леса. В 1930-40-х и в 2000-2003 гг. в верховьях реки, на Юльевском прииске, велась промышленная добыча золота. Сплав на спортивных судах возможен от Юльевского прииска (около 30 км от истоков). В низовьях река судоходна для небольших судов.

На Мане расположено множество населенных пунктов, среди них – Выезжий Лог, Кой, Кожелак, Голубевка, Нарва, Усть-Мана и др.

По берегам Маны археологами открыты несколько стоянок древнего человека. В частности, стоянка Усть-Мана, в поселке Усть-Мана, на территории средней школы, датированная XI тыс. до н. э. – I в. н. э., стоянка Мана-3, на левом берегу реки, в 2 км выше поселка Усть-Мана, датированная XIII тыс. до н. э. – IV в. до н. э., а также стоянка Нижняя, на левом берегу реки, в 2,5 км юго-западнее поселка Усть-Мана.

Река Мана – излюбленное место отдыха красноярцев. Очень популярен среди туристов сплав по реке от поселка Береть до поселка Усть-Мана.

На Мане, в районе поселка Выезжий Лог, велись съемки художественного фильма «Хозяин тайги» с участием Владимира Высоцкого. Также на реке снималось несколько эпизодов фильма «Сибирский цирюльник», картин «Сюда не залетали чайки» и «Сибирь. Монамур».

Визитной карточкой реки Маны стал ежегодный фестиваль «Высоцкий и Сибирь». Стилизованное изображение реки Маны есть на гербе Манского района Красноярского края.

Мутность воды мала. Минерализация не превышает 110 мг/л. Вода мягкая. Для реки характерно повышенное содержание в воде ионов железа, меди и органических веществ. Максимальное содержание железа наблюдается в периоды зимней и летней межени; повышенное содержание органических веществ – в период весеннего половодья.

Основными источниками загрязнения реки Мана в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с коммунальных, промышленных, сельскохозяйственных объектов, находящихся выше по течению от створа строительства. Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных предприятий, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорией населенных пунктов, являются: нефтепродукты, нитриты, нитраты, фосфаты, азот аммонийный, взвешенные вещества. Качество воды также характеризуется высокими значениями БПК, ХПК, минерализации, цветности и мутности. Приоритетные загрязняющие вещества для водохранилища: нитраты (4–7 ПДК), медь (5–38 ПДК).

Скорость накопления донных осадков в водохранилище на разных этапах его эксплуатации менялась от 3,6 до 9,0 мм/год; средняя толщина слоя донных осадков к 2020 г. составила около 30 см, максимальная толщина донных отложений в приплотинном районе водохранилища в затопленном русле Мана достигает 2 м.

В связи с этим, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности

для контроля популяции этих видов, а также для минимизации негативного воздействия объектов Унгутского гидроузла на численность этих животных.

В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 №818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Мана на рассматриваемом участке относится к водному объекту высшей категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Мана необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Унгутской 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 Унгутского 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 Мана в нижнем бьефе Унгутского 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, м³ (802684 м³);

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

ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³).

$$M = \frac{802684 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 36121 \text{ т}.$$

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 (140 т);

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

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³).

$$M = \frac{140 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 2,8 \text{ т}.$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 36121 тонн лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме) и 2,8 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 Унгутского 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 Мана от сбросов Унгутской ГЭС ниже по течению реки.

В процессе эксплуатации оборудования ГЭС для обеспечения его нормальной работы требуется применение турбинного, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может привести к поступлению химических веществ в воду рек ниже плотины. Кроме этого, для обеспечения собственных нужд ГЭС требуется потребление определённого объёма воды.

При проектировании электрических станций и сетей должна быть предусмотрена утилизация замасленных сточных вод, отработанных масел, реагентов и материалов.

К категории производственных стоков, не требующих очистки, отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования (трансформаторы, подшипники), и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов необходимо:

- трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечат полный сбор масла;

- турбины оснастить современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающие протечки масла в нижний бьеф;

- сточные производственные воды сбрасывать в водоём незагрязнёнными;

- хозяйственно-бытовые сточные воды перед выпуском в водоём очищать и хлорировать;

- твёрдые осадки из отстойников вывозить на свалки или утилизацию.

8 Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда

8.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Основной задачей эксплуатации гидротехнических сооружений является обеспечение их работоспособного состояния, при соблюдении норм безопасности, требований охраны окружающей среды и создании условий для бесперебойной и экономичной работы основного технологического оборудования гидроэлектростанций.

В соответствии с федеральным законом от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. от 08.12.2020) «О безопасности гидротехнических сооружений» обеспечение безопасности Унгутской ГЭС осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

Ответственность за безопасность гидротехнического сооружения несёт собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Унгутской ГЭС осуществляется с помощью контрольно-измерительной аппаратуры (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГЭС на основе анализа полученных данных.

На основании вышеизложенного и Акта обследования состояния ГЭС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

8.2 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД 153-34.0-03.301-2000, утвержденных РАО «ЕЭС России» и согласованных с ГУГПС МВД России, Федеральный закон № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», Федеральный закон № 184-ФЗ «О техническом регулировании», Закон № 69-ФЗ «О пожарной безопасности».

Каждый объект станции оснащается системой пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС, с помощью которой ведется постоянный контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта. Система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара генераторов трансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и подачи звукового сигнала о пожаре в помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояние противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения производится в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств релейной защиты и автоматики;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Силовые трансформаторы 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 Унгутской 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 (работчие в соответствии с функциональными обязанностями в объеме требований, инструкций, норм, правил и других локальных документов, знание которых необходимо для данной профессии; специалисты и руководители в соответствии с функциональными обязанностями в объеме, установленном должностной инструкцией и при наличии подчинённого персонала в объеме 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 Унгутской 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 Унгутской ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие 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 Унгутской 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 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. Мана 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 Унгутской 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 ExpertSystems.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта приняты следующие предпосылки:

1. Период прогнозирования для Унгутской 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. Расчёты для

данного проекта показали, что он сможет окупиться, учитывая ставку дисконтирования через 148 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 Пляска проводов на воздушных линиях электропередачи и способы борьбы с ней

10.1 Пляска проводов. Общие сведения

Пляска проводов – это один из видов автоколебаний, при котором имеет место резонанс собственных колебаний провода и возбуждающей силы. В наибольшей степени пляске подвержены провода ВЛ, расположенные в гололедных районах. Пляска проводов возбуждается ветром, определяется большой амплитудой, достигающей 12-14 м, и большой длиной волны. На линиях с одиночными проводами чаще всего наблюдается пляска с одной волной, то есть с двумя полуволнами в пролете, на линиях с расщепленными проводами – с одной полуволной в пролете. В плоскости, перпендикулярной оси линии, провод движется при пляске по вытянутому эллипсу, большая ось которого вертикальна или отклонена под небольшим углом (до 10-20°) от вертикали. Диаметры эллипса зависят от стрелы провеса: при пляске с одной полуволной в пролете большой диаметр эллипса может достигать 60 - 90 % стрелы провеса, при пляске с двумя полуволнами – 30-45% стрелы провеса. Малый диаметр эллипса обычно составляет 10-50% длины большого диаметра.

Гололед отлагается на проводах преимущественно с подветренной стороны, вследствие чего провод получает неправильную форму. При воздействии ветра на провод с односторонним гололедом скорость воздушного потока в верхней части увеличивается, а давление уменьшается. В результате возникает подъемная сила, вызывающая пляску провода.

Опасность пляски заключается в том, что колебания проводов отдельных фаз, а также проводов и тросов происходят несинхронно; часто наблюдаются случаи, когда провода перемещаются в противоположных направлениях и сближаются или даже схлестываются. При этом происходят электрические разряды, вызывающие оплавление отдельных проволок, а иногда и обрывы проводов. Удовлетворительные результаты эксплуатации опытных линий с гасителями пляски пока недостаточны для уменьшения расстояний между проводами.

В последние годы во многих странах уделяется большое внимание практическому решению проблемы ограничения пляски проводов ВЛ. Ряд методов и устройств ограничения пляски продолжают оставаться объектами закрытых исследований энергетических компаний. Один из способов ограничения пляски, связан с устранением распорок на проводах расщепленных фаз и применением кольцевых ограничителей сближения проводов.

Другой способ состоит в применении спиральных демпферов-спойлеров, установка которых обеспечивает изменение аэродинамических характеристик провода по длине пролета. Анализ эксплуатационной информации свидетельствует о том, что провода расщепленных фаз более подвержены пляске, чем одиночные провода. По сравнению с одиночными проводами расщепленные провода имеют гололедные отложения с большим эксцентриситетом. Провода, связанные распорками, обладают большей

крутильной жесткостью, и отложения на них регулярны по форме вдоль всего пролета. Одиночные же провода по мере роста отложения снега или льда закручиваются на разные углы в зависимости от степени удаленности от опор, формы отложений на них близки к цилиндрическим. Имеются многочисленные данные наблюдений пляски проводов в цепях ВЛ с распорками, в то время как параллельные цепи, с которых распорки удалены, сохраняют стабильность.

При пляске возникают значительные динамические усилия в линейной арматуре и в траверсах опор, наблюдаются повреждения проводов, линейной арматуры, изоляторов и самих опор. Последствия пляски проводов могут привести к выходу линии из работы на длительное время. Меры борьбы с пляской проводов также могут быть направлены на ее ослабление или на уменьшение вероятности схлестывания проводов.

На основании мирового опыта можно сделать следующие выводы:

- Создать способ, который гарантировал бы полное гашение и предотвращение пляски проводов при любых природных условиях воздействия ветра и гололеда невозможно.

- Создать гасители, ограничивающие пляску до безопасной величины, работающие на регулирование фазовых соотношений между крутильными и поступательными колебаниями, возможно и они оцениваются в мировой практике, как наиболее перспективные и готовые к практическому применению. Такими гасителями являются маятниковые гасители, которые нашли практическое применение в Канаде, США, Германии, Норвегии, Японии, Бельгии, Словакии, Исландии, Латвии, России и т.д. Маятниковый гаситель представляет собой груз на удлиненной консоли.

- Метод борьбы с пляской проводов за счет нарушения однородности нарастания гололеда и аэродинамической однородности за счет вращения провода и изменения его сечения по длине в настоящее время также считается наиболее перспективным и осуществляется как за счет установки грузов ограничителей закручивания провода, так и за счет, например, спиральных гасителей.

10.2 Вибрация проводов

Вибрацией провода называют периодические колебания провода в вертикальной плоскости с большой частотой и малой амплитудой. Такие колебания обычно наблюдаются при относительно слабом ветре – от 0,5-0,8 до 3-8 м/с и отсутствии на проводах гололедно-изморозевых отложений. Направление ветра при вибрации по отношению к оси линии может быть различным. По данным наблюдений, устойчивая вибрация бывает при направлениях ветра под углом 45-90° к оси линии. Опыт эксплуатации показывает, что вибрации наиболее подвержены провода, расположенные высоко над землей и в открытой ровной местности, когда равномерное движение воздушного потока не нарушается рельефом или наземными препятствиями. Кроме того, вероятность возникновения вибрации увеличивается с увеличением длины пролёта (для пролётов более 120 м). Особенно опасна вибрация проводов

при переходах через реки и водные пространства с пролётами более 500 м. Опасность вибрации заключается в обрывах отдельных проволок на участках их выходов из зажимов, однако разрушение наступает лишь в том случае, когда результирующие механические напряжения в проводе (статические и динамические) оказываются больше предела усталости металла. Вибрацию можно сгладить двумя путями: без специальных мер защиты и с применением специальных средств.

Для исключения опасности вибрации без специальных мер защиты необходимо соблюсти условия, при которых величина напряжения в проводе при вибрации не превзойдет предела усталости материала в проводе при длительной работе линии электропередачи при среднеэксплуатационных условиях.

Для защиты проводов от повреждений, вызываемых вибрацией, существуют различные средства, которые применяют наряду с ограничением напряжения. Усиление провода в местах подвески в поддерживающих зажимах путем обмотки армирующими прутками. Обмотанный такими прутками провод получает конусообразную форму и его сопротивление изгибу увеличивается по мере приближения к зажиму. Виброгасители представлены на рисунке И.1.

Виброгаситель обладает свойством противодействовать колебаниям, вызываемым вибрацией и уменьшать амплитуду колебаний до безопасных пределов, поэтому данный способ защиты является наиболее эффективным. Виброгасители устанавливаются на проводах с двух концов пролёта. В пролётах больших переходов в случае подвески провода с применением роликовых зажимов устанавливают виброгасители особой конструкции (гасители сбрасывающегося типа), которые в случае обрыва провода сбрасываются и дают возможность проводу свободно проскользнуть по роликам.

Установка гасителей петлевого типа – демпфирующих петель, которые подвешиваются под зажимом в виде петли длиной 1,0-1,35 м и изготавливаются из провода того же сечения.

10.3 Опасность пляски и вибраций проводов

Пляска и вибрация имеют схожую природу, но отличаются по интенсивности. Тем не менее, оба явления могут нести такие виды опасности для ЛЭП:

- распушивание – повреждение проводов, при котором медные, алюминиевые или стальные тросы теряют утяжку и механическую прочность;
- перекрытие воздушного промежутка – в случае движения смежных фаз с различной амплитудой, волны могут приближаться достаточно близко друг к другу, из-за чего произойдет пробой и возникновение дуги;
- схлестывание проводов – являются более опасным развитием предыдущей ситуации, когда параллельные линии касаются друг друга и создают электрический контакт с протеканием токов короткого замыкания и оплавлением металла;

- обрыв проводов – может возникать как результат короткого замыкания, так и множественных обрывов отдельных проволок, разрушенных многократными вибрациями или пляской.

Все потенциальные опасности могут запросто привести к нарушению нормального электроснабжения и материальным затратам на восстановление. Также не забывайте, что любая аварийная ситуация потенциально несет угрозу человеку, как выполняющему работу в электроустановках, так и находящемуся поблизости. Поэтому для предотвращения опасных воздействий разработаны методы борьбы с вибрацией и пляской, направленные на гашение колебаний.

10.4 Причины возникновения явлений

Вибрация проводов и тросов воздушных ЛЭП возникает при ламинарном потоке воздуха (при ветре скоростью 0,5-7 м/с, при большей скорости поток становится турбулентным), направление которого перпендикулярно или находится под некоторым углом к ним.

Тогда потоки воздуха обтекают цилиндрическую поверхность провода и возникает круговой поток, при этом в верхней его части скорость этого потока больше, чем в нижней. Происходит это из-за срывов вихрей воздуха с верхней и нижней стороны, в результате чего появляется дисбаланс давлений. Отсюда возникает не только горизонтальная, но и вертикальная составляющая давления потоков воздуха (ветра). Если частота образования вихрей совпадет с частотой (одной из) собственных колебаний провода, то начнутся его колебания в вертикальной плоскости.

Собственными называются колебания, возникающие в системе при отсутствии переменных внешних воздействий, в результате начального отклонения. Как происходит с гитарной струной.

В определенных точках возникнут пучности волн, в них амплитуда будет максимальной. Те точки, которые будут оставаться неподвижными, называются узлами. В них будут происходить угловые перемещения провода, простым языком – он будет изгибаться и вращаться. Возникают стоячие волны, когда длина волны равна или кратна расстоянию между опорами (длине пролёта). Схема к определению частоты колебаний провода представлена на рисунке И.2.

Частота вибраций прямо пропорциональна скорости ветра и может быть вычислена по формуле:

$$f = \frac{0,185 \cdot V}{d}, \quad (10.1)$$

где f – частота колебаний;

V – скорость ветра;

d – диаметр;

0,185 – число Струхаля.

Из формулы видно и то, что чем тоньше провод, тем с большей частотой он вибрирует. При этом особо опасны скорости ветра 0,6-0,8 м/с, поскольку при

скорости ветра больше 5-8 м/с амплитуды малы и не опасны. Как правило, явление возникает в пролётах длиной более 120 метров, при увеличении расстояния только усиливается.

Особенно это важно при протяженности пересечения ВЛ более чем 500 м, например, через реки и водоёмы.

Отличием пляски от вибрации в первую очередь является амплитуда – она больше и может достигать 12-14 метров, а также большей длинной волны. Характер и траектория движения при пляске повторяет форму вытянутого эллипса, с отклоненной осью на 10-20 градусов от вертикальной линии.

При гололеде (наледях и обледенении линии) диаметр провода увеличивается исходя из формулы, приведенной выше – уменьшается частота колебаний и увеличивается длина волны вибраций.

Гололед появляется не равномерно, а с подветренной стороны. В результате провода и тросы становятся не цилиндрическими, а неправильной формы. При такой форме во время ветра возникает подъёмная сила, на рисунке И.3.

Слева изображены волны пляски в пролёте между опорами, а с права – обледеневший трос и огибающий его воздушный поток.

Пляска возникает при большей скорости ветра, чем вибрации, а именно 5-20 м/с, под углом к линии в 30-70 градусов. Колебания происходят с меньшей частотой и большей амплитудой.

Все причины возникновения и пляски, и вибрации можно разделить на:

- воздействие воздушного потока – наиболее частая и опасная причина, поскольку имеет продолжительное воздействие и приводит к нарастанию амплитуды и частоты;
- коммутационные процессы – при подаче напряжения в сеть или при подключении нагрузки переходные процессы обуславливают скачек электромагнитного поля, приводящего провода в движение;
- механическая нагрузка – обуславливается всевозможными ударами или движением предметов, к примеру, токоприемником электроподвижного состава по контактной сети.

Следует отметить, что движение линий во время переходного процесса носит разовый характер, и дальнейшие собственные колебания постепенно угасают. То же происходит и с механической нагрузкой, в отличии от воздуха, который не только может дуть в течении продолжительного времени, но и менять свой угол и интенсивность. Поэтому наиболее значимой причиной для всех типов линий является воздушный поток.

Воздействие ветра происходит при любом направлении потока, как в горизонтальной плоскости, так и под каким-то углом. Основной причиной колебаний является неравномерная скорость, с которой воздух огибает провод, из-за чего в верхней и нижней точке возникает разность давления. Воздействие воздуха на провод представлено на рисунке И.4.

На рисунке И.4 приведен пример, когда воздух огибает окружность из точки А в точку Б. Воздушный поток в этом месте закручивается, и возникают завихрения. Это приводит к возникновению сил, давящих не только со стороны

ветра, но и в вертикальной плоскости. В нижней точке давление становится меньшим, чем в верхней и при совпадении вихрей с собственными колебаниями возникают горизонтальные перемещения провода.

Следует отметить, что такая ситуация возможна лишь при относительно небольших скоростях воздушных потоков – от 0,5 до 7 м/с, так как при увеличении скорости потоки движутся иначе. Но прекращение ветра, увы, не означает окончание вибрации, так как из-за большой протяженности линий в них возникают собственные колебания, которые уже не требуют поддержания, а продолжаются за счет резонансных явлений. И, если вибрация носит незаметный характер, то при пляске, волны станут куда более значительными и опасными.

10.5 Мероприятия по защите от пляски проводов

От частоты повторяемости и интенсивности пляски зависит выбор конструкции ВЛ и мероприятий по защите проводов от пляски. Поскольку такие мероприятия связаны со значительным увеличением капитальных вложений на стадии строительства или эксплуатации линии, большое значение имеет выявление территорий, где пляска наиболее опасна и защитные меры будут наиболее эффективными.

Методы борьбы с пляской проводов бывают пассивные и активные. К пассивным методам относятся увеличение расстояний между проводами, а также установка межфазных изолирующих распорок, исключающие схлестывание проводов. Активные методы борьбы с пляской проводов заключаются в использовании различных устройств, ограничивающих явление пляски или причины ее возникновения.

Существующие методы борьбы с пляской проводов перечислены ниже:

- Применение межфазных распорок, предотвращающих междуфазные перекрытия. Основным назначением распорок является удержание фазных проводов ВЛ и тросов на проектном расстоянии друг от друга, что предотвращает их сближение при пляске (пассивный метод). Кроме этого, установка распорок приводит к демпфированию колебаний проводов. Следует отметить, что данная мера не предотвращает пляску проводов и не освобождает от динамических нагрузок элементы ВЛ, а только уменьшает интенсивность пляски.

- Увеличение расстояния между проводами (ПУЭ-6, п.2.4.21; ПУЭ-7, п.2.4.29), а также применение определенных схем подвески проводов на опорах ВЛ.

- Чередование пролетов разной длины. Как показали наблюдения на действующих ВЛ, при большой разнице длин соседних пролетов (от 15% и более), вероятность устойчивой пляски с одной полуволной снижается, так как каждый из соседних пролетов имеет свою, отличную от смежного пролёта частоту колебаний.

- Плавка гололёда. Так как пляска возникает, как правило, при гололёдных отложениях на проводах, то плавка гололёда является эффективным

способом предотвращения или прекращения пляски проводов. Плавка гололёда требует больших затрат электроэнергии, кроме этого, её эффективность снижается при понижении температуры воздуха, что ограничивает применение данного метода.

- Применение специальной защитной линейной арматуры, снижающей интенсивность пляски проводов.

Применение шарнирных или гибких распорок в расщеплённой фазе, V-образных гирлянд и др. не получило широкого распространения ввиду низкой эффективности.

10.6 Устройства по борьбе с гололёдообразованием, вибрацией и пляской

10.6.1 Ограничитель гололёдообразования и колебаний проводов типа ОГК

Ограничитель гололёдообразования и колебаний типа ОГК (ограничитель) представляет собой комплексное устройство для защиты проводов и грозозащитных тросов линий электропередачи напряжением 10-220 кВ от сверхрасчётного гололёда и повреждений, вызываемых усталостью материала при вибрации и пляске, и является в настоящее время наиболее часто используемым многофункциональным устройством, обеспечивающим надёжную защиту ВЛ от атмосферных воздействий (гололед и ветер) и связанных с ними явлений (вибрация и пляска).

Ограничитель выполняется в виде двух грузов, установленных на консолях гибкого элемента из 19 жильного оцинкованного тросика. По середине элемента установлен зажим для крепления ограничителя к проводу. Грузы из круглой стали выполнены в виде полуокружности с консолями разной длины. Верхняя консоль, предназначенная для крепления гибкого элемента, короче нижней консоли. Основные геометрические размеры приведены в таблице И.1.

Установка ограничителя увеличивает жесткость провода на кручение. Это необходимо для того, чтобы предотвратить закручивание провода при отложении гололёда, первоначально нарастающего с наветренной стороны. Гребешок гололёда за счет повышенной жесткости провода на кручение приобретает более вытянутую форму в сторону аэродинамического потока. Отложения такого вида, с резко выраженной эксцентричной формой, либо осыпаются по мере их роста (при положительной температуре провода), либо постепенно прекращают свой рост (при отрицательной температуре), при этом предотвращается образование массивных гололедных муфт цилиндрической формы.

Работа ограничителя в режиме гасителя пляски обеспечивается конструктивным решением его в виде маятникового гасителя пляски, в котором момент инерции за счет удлиненного рычага и масс грузов в десятки раз превышает момент инерции провода с гололедом и этим расстраивает его частотные характеристики. Эффективность работы ограничителя в режиме

гасителя пляски проводов еще более увеличивается за счет смещения центра тяжести ограничителя относительно центра жесткости провода.

Работа ограничителя в режиме гасителя вибрации обеспечивается за счет использования в его конструктивном решении основных элементов гасителя Стокбриджа (гибкий элемент из тросика, грузы, зажим и т. д.) при тех же соотношениях геометрических размеров и масс. Для увеличения его эффективности в режиме работы гасителя вибрации нижние консоли грузов располагают на расстоянии не более 10-20 мм (угол между осями грузов не более 10°), что приводит их к соударению между собой и дополнительному гашению вибрации.

В целях унификации производства ограничителей предусматривается применение грузов массой 1, 3, 5 и 7 кг. Количество ограничителей, устанавливаемых в пролете ВЛ зависит от крутильной жесткости провода, длины пролета, диаметра стального сердечника и провода в целом. Для ВЛ 10-220 кВ с проводами различных марок принимаемый тип ограничителя и их количество приведены в таблице И.2.

Для выполнения роли гасителя пляски маятникового типа ограничители необходимо устанавливать в пролете асимметрично с неравными интервалами, данные представлены в таблице И.3.

Установка ограничителей на провод производится с разметки их расположения на местности под линией при помощи мерной ленты или рулетки. Точность разметки должна находиться в пределах 1-2 м. Установка ограничителей на провод производится при помощи автовышки или монтажной тележки. Допускается установка ограничителей на провод с опусканием его на землю. Проверку технического состояния рекомендуется проводить в соответствии с ПТЭ. Ограничитель гололёдообразования и колебаний проводов и тросов ВЛ представлен на рисунке И.5.

10.6.2 Гасители пляски проводов типа ГПП и ГПР для ВЛ 330-500 кВ. Использование их в роли ограничителей гололёдообразования и вибрации проводов

Гаситель пляски проводов типа ГПП применяется на расщепленной фазе из двух проводов и устанавливается на провод в горизонтальном положении между дистанционными распорками. Гаситель пляски типа ГПП для расщепленной фазы на два провода представлен на рисунке И.6. Схема установки гасителей пляски типа ГПП представлена на рисунке И.7. Компоновка гасителя позволяет решать вопросы по комплексной защите от атмосферных воздействий (ограничения массы гололеда и колебаний проводов) вследствие следующих конструктивных решений, принятых при его конструировании:

- Ограничение массы гололеда достигается за счет увеличения крутильной жесткости провода, полученной при эксцентричном креплении гасителя к проводу.

- Гашение пляски проводов основано на сдвиге фаз крутильных и поступательных колебаний по отношению друг к другу в соседних проводах фазы и достигается за счет установки грузов на рычагах в противоположные стороны относительно продольной оси фазы.

- Гашение вибрации достигается путем уменьшения длины пролета между распорками и грузом и работы гасителя в режиме эксцентрикового гасителя вибрации.

Гасители пляски для фазы из двух проводов выпускаются трех видов:

- ГПП-2,4-13 с грузами массой 2,4 кг для установки на проводах марок АС-240, АС-300, АС-400, АС-500;

- ГПП-3,2-13 с грузами массой 3,2 кг для установки на усиленных проводах марок АС-300/204, АС-500/204, АС-500/336 и обычных сечением 550-600 мм²;

- ГПП-4,0-13 с грузами массой 4,0 кг для проводов сечением в алюминиевой части более 630 мм².

Гасители пляски типа ГПР применяются на расщепленной фазе из трех проводов, гаситель представлен на рисунке И.8. Гаситель устанавливается на плашке горизонтальной распорки, по схеме приведенной на рисунке И.7, так, чтобы груз поочередно располагался в разные стороны от продольной оси фазы. При нечетном количестве групповых распорок гаситель пляски не устанавливается на группу распорок, находящуюся в средней части пролета. На плашке груз прикрепляется болтом распорки. Гашение пляски происходит при воздействии на крутильные колебания фазы в целом, так, чтобы соседние участки провода с гасителем и распорками от вертикальных колебаний закручивались в противоположные стороны. Гашение вибрации достигается за счет дополнительной потери энергии при работе гасителя при вибрации как крутильного демпфера всей фазы.

За счет увеличения общей жесткости фазы на кручение происходит значительное уменьшение закручивания отдельных проводов фазы, что способствует снижению массы отложенного гололеда.

Гаситель пляски типа ГПР выпускается трех типов:

- ГПР-2,4-13 с грузами массой 2,4 кг для установки на проводах марок АС-240, АС-300, АС-315, АС-330;

- ГПР-3,2-13 с грузами массой 3,2 кг для установки на проводах марок АС-400, АС-450;

- АС-500, АС-560; ГПР-4,0-13 с грузами массой 4,0 кг для установки на усиленных проводах марок АС-300/204, АС-500/204, АС-500/336 и для обычных проводов сечением в алюминиевой части от 600мм² до 1200 мм².

Гасители типа ГПП и ГПР могут устанавливаться на проводах при помощи автовышек, монтажных тележек, а также при опускании провода на землю. При установке гасителя типа ГПП необходимо задавать ему опережающий угол закручивания порядка 10-15 градусов относительно продольной оси провода, с целью погашения начальных деформаций кручения от действия закручивающего момента от эксцентрикового груза гасителя.

10.7 О повышении эффективности удаления гололёдообразований на проводах ВЛ

Многолетний опыт применения плавки гололеда на проводах и тросах, а также проведенные расчеты показали, что наиболее эффективным является удаление одностороннего гололеда. Затраты энергии практически полностью используются на нагрев и плавление одностороннего гололеда.

Односторонний гололед можно получить практически при всех возможных формах гололедообразований за счет придания проводу повышенной жесткости на кручение.

Увеличение жесткости на кручение одиночных проводов, может быть, достигнуто путем установки грузов ограничителей закручивания проводов и на расщепленной фазе проводов путем установки грузов или дополнительных распорок в подпролетах между основными распорками.

При отложении одностороннего гололеда возникает опасность пляски проводов. Для предотвращения возникновения пляски на одиночных проводах необходимо устанавливать грузы ограничители гололедообразования и колебаний с неравными интервалами, а на проводах расщепленной фазы в качестве грузов ограничителей использовать гасители пляски типа ГПП и ГПР.

Для удаления одностороннего гололеда необходим большой ток короткого замыкания. Длительность токов короткого замыкания подбирается в пределах 2 с. Для удаления одностороннего гололеда рекомендуется использовать сочетания к. з. с АПВ, для чего необходимо создать систему оперативного управления коммутацией ВЛ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и элементы Унгутской гидроузла на р. Мана, являющимся сооружением III класса. В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 282 МВт и среднемноголетняя выработка 365 млн. кВт·ч.

Следующим этапом работы был выбор основного и вспомогательного оборудования, в ходе которого было определено число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы ГЭС (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 49,0 м;
- расчетный – 35,7 м;
- минимальный – 34,4 м;

При выборе турбин рассматривались два варианта: ПЛ50-В и ПЛД50-В. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛ50-В-475. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-840/150-52 с номинальной активной мощностью 55 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 9 присоединений (6 одиночных блока, 3 отходящие воздушные линии) с двумя рабочими системами шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-80000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-4000/10 кВ, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС-300/39.

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 – 37,0 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 336,80;
- число водопропускных отверстий – 2;
- ширина водопропускных отверстий – 8,0 м;
- отметка гребня плотины – 392,70;
- ширина гребня – 21,0 м.

Гашение кинетической энергии водяного потока, пропускаемого через водосливную плотину, производится способом отброшенной струи. 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 1,38 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений II класса – 1,15). 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 – 148 месяцев;
- себестоимость электроэнергии – 0,35 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 85392 руб./кВт.

Таким образом строительство Унгутского 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. Нещеретный, В.А. Чекулаев. – Москва: Машиностроение, 1972. – 168 с.
11. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: Учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
12. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
13. СТО РусГидро 04.02.75-2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. – Введ. 19.09.2011 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 63 с.

14. СТО 17230282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 10.01.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 43 с.
15. СТО 17330282.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.
16. Куценов, Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – 2-е изд. – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2009. – 232 с.
17. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.
18. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
19. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.
20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>
21. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
22. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html/>
23. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
24. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
25. ГОСТ Р 56302-2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
26. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные 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.

43. РД 34.20.568-91 Методические указания по применению устройств ограничения налипания мокрого снега на провода ВЛ 10-220 кВ : дата введения 1991-11-15 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200034840> (дата обращения: 01.06.2022).

44. РД 34.20.182-90 Методические указания по типовой защите от вибрации и субколебаний проводов и грозозащитных тросов воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ : дата введения 1991-06-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200035238> (дата обращения: 01.06.2022).

45. РД 34.20.184-91 Методические указания по районированию территорий энергосистем и трасс ВЛ по частоте повторяемости и интенсивности плоски проводов : дата введения 2021-01-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200034845> (дата обращения: 01.06.2022).

46. МУ 34-70-027-82 Методические указания по плавке гололёда переменным током : дата введения 1983-01-01 // URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200042643> (дата обращения: 01.06.2022).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Общие сведения

Таблица А.1 – Гидрологический ряд р. Мана

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год.}
1936	116	121	123	129	133	135	129	124	119	117	116	115	123
1937	108	110	127	132	142	163	150	135	122	120	117	108	128
1938	113	117	122	128	133	151	146	139	125	119	116	113	127
1939	115	118	124	130	147	156	144	134	123	122	119	113	129
1940	112	117	122	123	132	154	140	129	115	106	106	116	123
1941	108	110	113	121	128	150	137	130	116	106	108	118	120
1942	116	117	119	127	131	150	141	132	120	120	119	119	126
1943	121	122	123	127	133	151	145	134	121	118	112	110	126
1944	115	117	125	131	138	156	141	132	119	118	116	113	127
1945	112	117	124	132	134	152	134	130	118	116	115	113	125
1946	114	117	120	126	141	142	138	135	120	120	117	115	125
1947	116	118	121	126	130	152	143	132	121	118	113	109	125
1948	118	125	140	150	190	199	160	143	121	119	118	117	142
1949	115	119	122	126	133	144	145	137	119	117	115	107	125
1950	116	118	126	132	142	147	146	135	121	119	116	112	128
1951	113	117	122	134	167	169	138	133	119	117	111	109	129
1952	110	117	121	130	153	157	149	134	121	115	113	110	128
1953	118	119	122	130	135	154	137	133	123	122	121	118	128
1954	116	118	123	131	137	156	143	137	129	126	122	119	130
1955	116	122	123	127	135	149	137	133	122	120	119	117	127
1956	118	122	124	147	167	170	156	146	129	123	123	121	137
1957	115	117	121	130	141	152	148	137	125	124	122	118	129
1958	117	118	122	129	138	144	140	130	122	119	118	112	126
1959	106	110	114	142	152	189	143	134	120	118	117	116	130
1960	113	117	123	139	171	180	142	136	128	124	123	118	135
1961	104	110	114	127	134	146	139	131	120	117	116	112	123
1962	116	117	123	139	160	170	150	140	121	120	119	115	133
1963	114	117	126	131	141	159	147	140	128	122	119	117	130
1964	116	118	123	136	156	163	143	136	128	121	118	109	131
1965	116	118	128	133	161	169	152	138	122	119	117	115	132
1966	116	124	129	169	180	185	161	144	134	128	123	122	143
1967	118	120	123	151	170	173	165	149	137	134	125	119	140
1968	120	122	124	148	150	158	149	139	126	125	122	121	134
1969	109	115	124	143	159	169	148	135	129	123	122	120	133
1970	117	122	126	138	158	159	145	134	121	118	114	111	130
1971	118	119	123	130	146	155	148	135	123	119	119	119	130
1972	117	118	121	128	132	149	145	137	122	120	119	116	127
1973	115	117	122	140	165	190	152	134	121	117	116	114	134
1974	114	117	122	129	148	149	139	129	118	116	112	105	125
1975	115	118	123	139	151	154	148	137	122	122	118	117	130
1976	116	117	122	132	140	142	136	134	119	117	116	114	125
1977	116	117	122	135	144	150	143	131	125	123	118	117	128
1978	116	118	123	133	138	161	140	134	121	119	118	114	128
1979	115	116	117	137	147	150	145	135	120	119	118	111	128

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год.}}$
1980	115	120	122	126	129	143	138	135	122	117	117	108	124
1981	115	117	121	134	146	164	140	130	119	117	111	109	127
1982	115	118	123	130	150	156	140	142	123	117	116	114	129
1983	120	121	124	136	165	172	151	135	127	125	123	115	135
1984	115	120	123	137	147	153	147	143	128	127	123	119	132
1985	116	121	128	132	136	149	145	139	124	119	118	118	129
$Q_{\text{ср}}$	115	118	123	134	147	158	145	135	123	120	117	115	129

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	
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	$V, \text{км}^3$	$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
340,00	0	340,00	0	340,00	0
363,30	1,96	341,00	36	341,00	40
379,00	5,23	342,00	81	342,00	90
385,30	7,20	343,00	144	343,00	160
390,60	9,00	344,00	234	344,00	260
-	-	345,00	351	345,00	390
-	-	346,00	522	346,00	580
-	-	347,00	833	347,00	925
-	-	348,00	1170	348,00	1300

Таблица А.3 – Требования участников ВХК и потери воды из водохранилища

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	113	118	119	127	130	144	139	136	119	115	115	106
$Q_{\text{исп.}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{льд.}}, \text{м}^3/\text{с}$	-3	-2	0	12	0	0	0	0	0	0	-2	0
$Q_{\text{фильт.}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Таблица А.4 – Данные по существующим гидроэлектростанциям в районе строительства Унгутского ГУ

Название	$N_{\text{уст}}, \text{МВт}$	$\mathcal{E}_{\text{ср.год.}}, \text{млн. кВт} \cdot \text{ч}$
Красноярская ГЭС	6000	18350

Продолжение приложения А

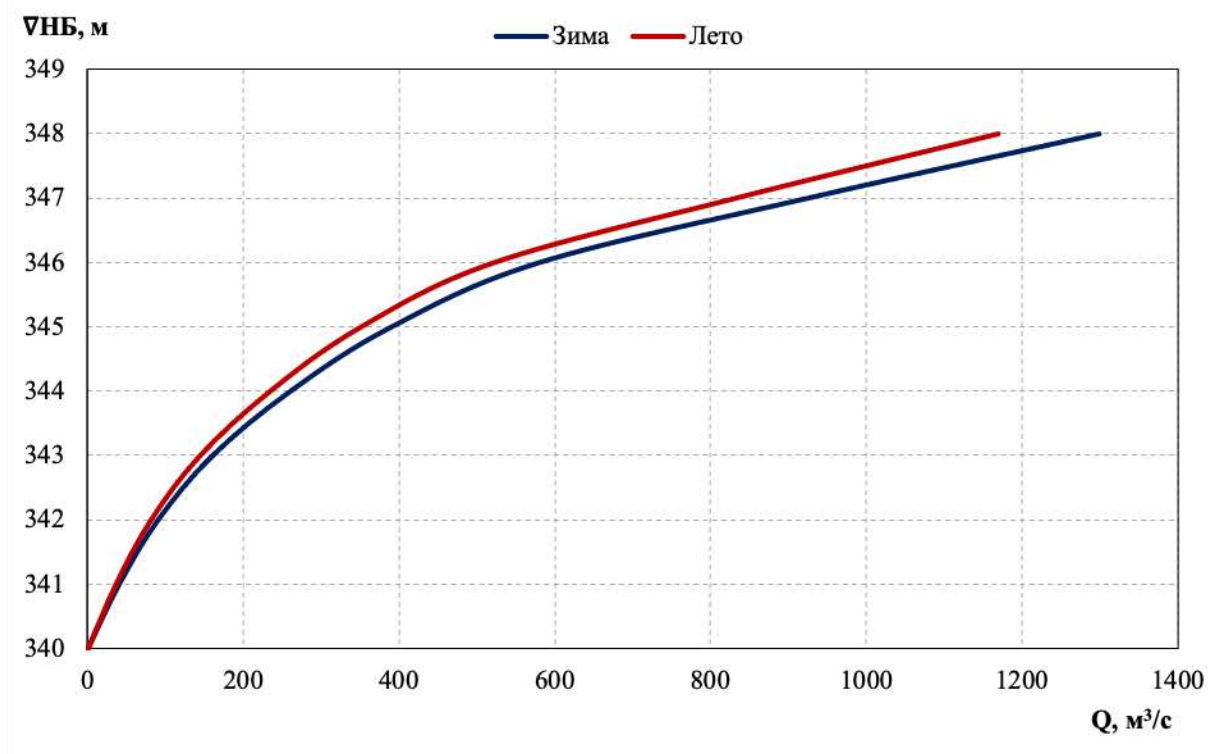


Рисунок А.1 – Кривые связи нижнего бьефа

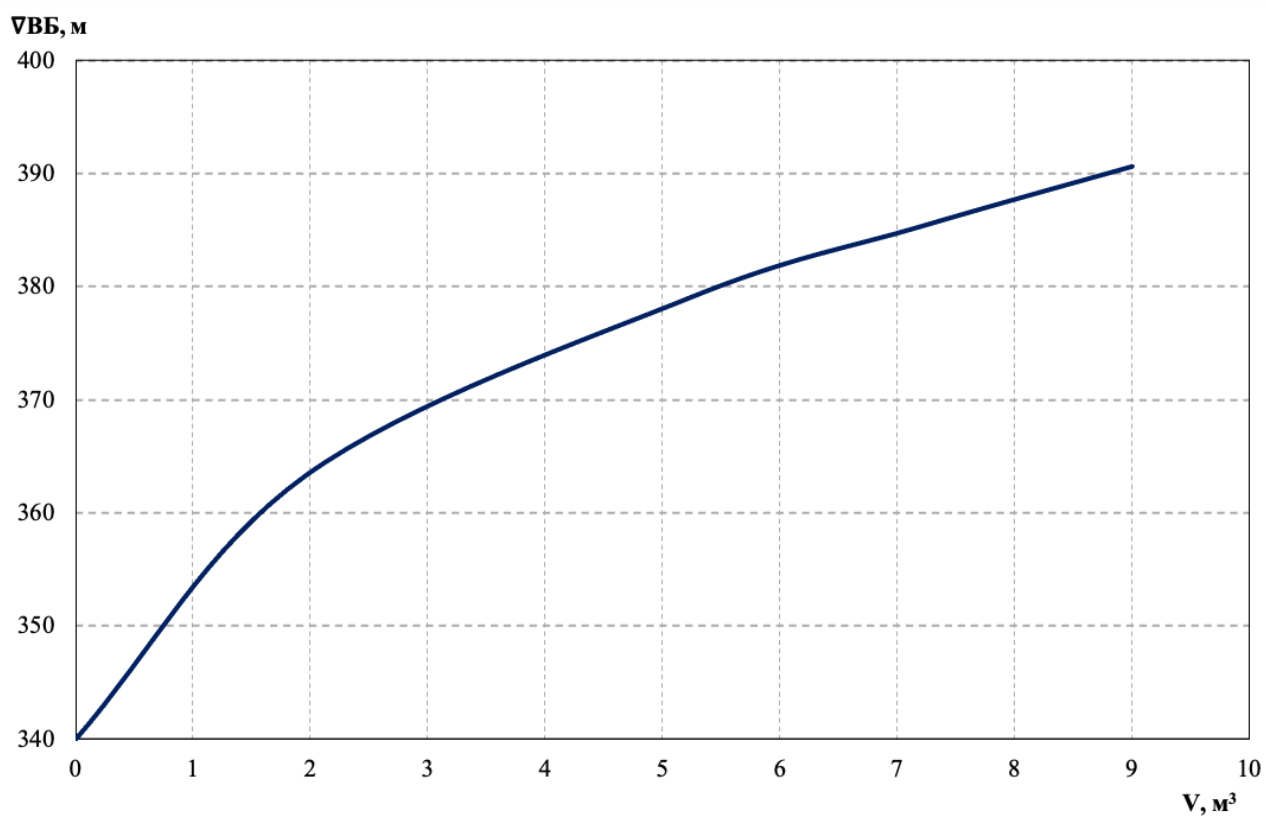


Рисунок А.2 – Кривая связи верхнего бьефа

Окончание приложения А

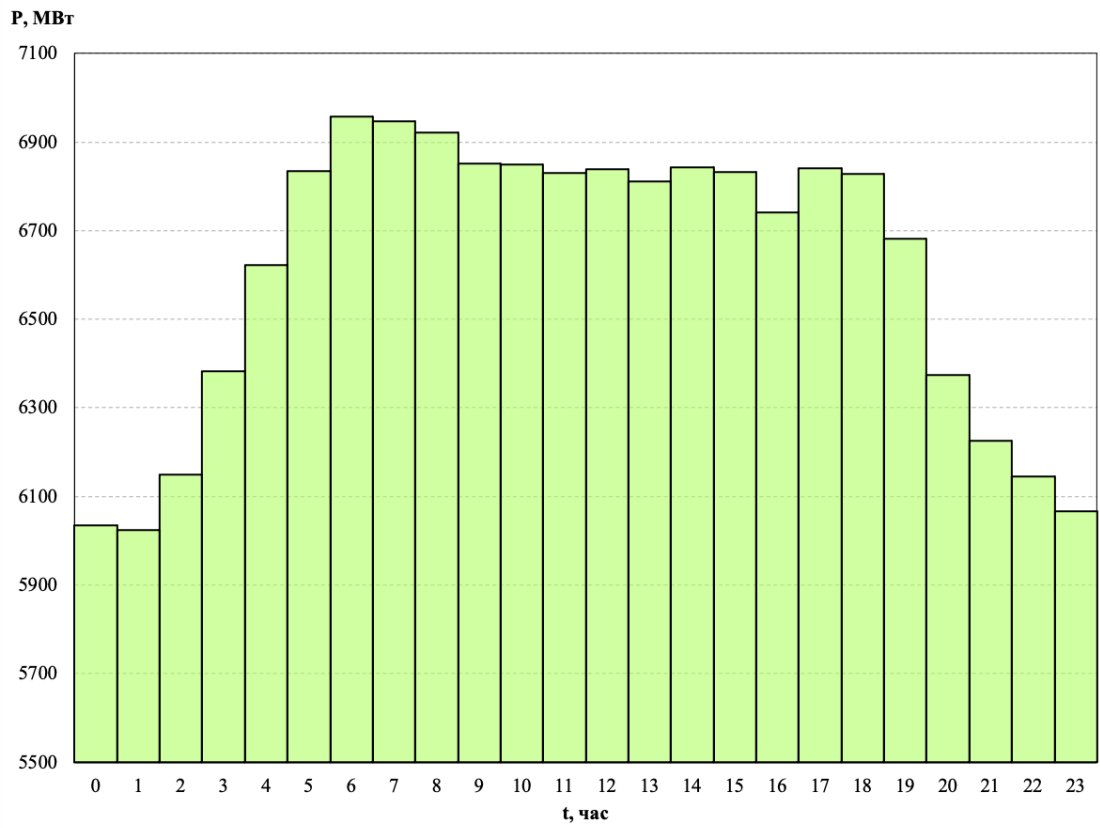


Рисунок А.3 – Суточный график нагрузки для летних суток

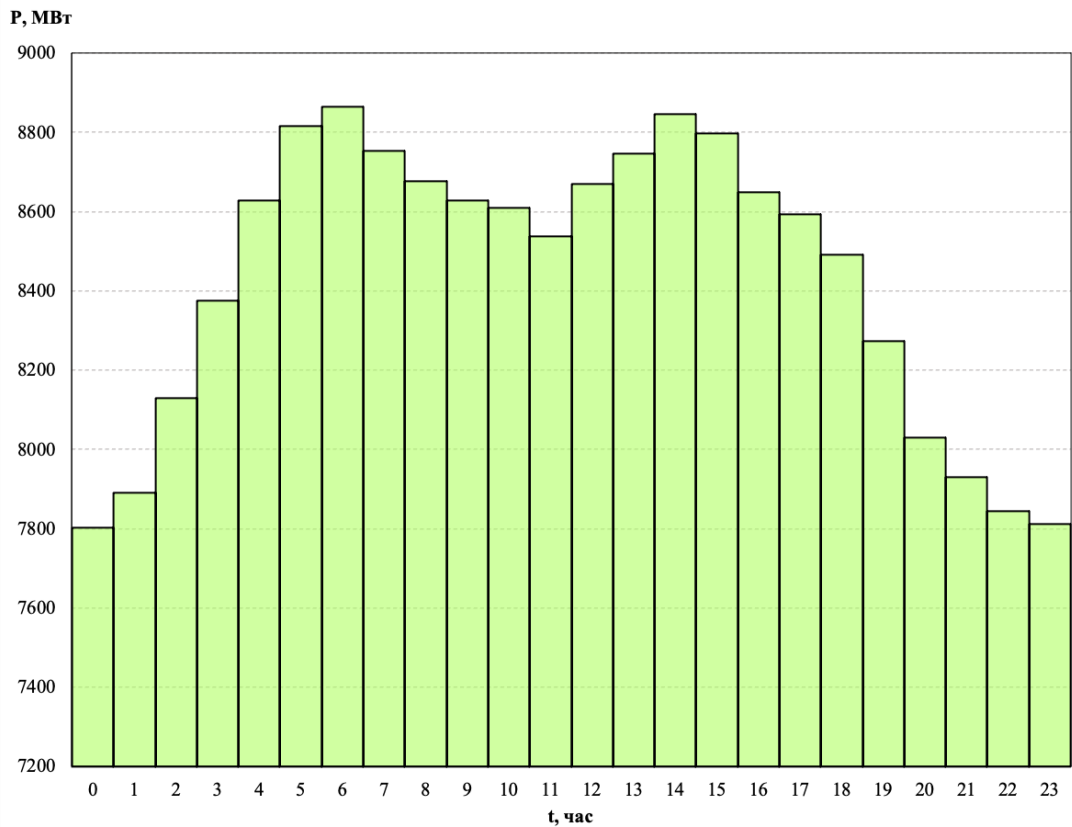


Рисунок А.4 – Суточный график нагрузки для зимних суток

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

м	P, %	Годы	$Q_{\text{ср.год.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
1	2	1966	143	1948	168	1966	125
2	4	1948	142	1966	168	1967	125
3	6	1967	140	1967	162	1956	123
4	8	1956	137	1956	157	1968	123
5	10	1960	135	1973	156	1948	123
6	12	1983	135	1960	154	1983	122
7	14	1968	134	1959	152	1984	122
8	16	1973	134	1962	152	1954	122
9	18	1969	133	1983	152	1960	121
10	20	1962	133	1969	151	1985	121
11	22	1965	132	1965	151	1953	120
12	24	1984	132	1968	149	1963	120
13	25	1964	131	1951	148	1957	120
14	27	1975	130	1964	147	1969	120
15	29	1970	130	1970	147	1971	120
16	31	1959	130	1975	146	1955	120
17	33	1963	130	1984	145	1977	120
18	35	1954	130	1952	145	1965	119
19	37	1971	130	1937	144	1975	119
20	39	1957	129	1963	144	1939	119
21	41	1951	129	1982	144	1964	119
22	43	1939	129	1971	143	1972	119
23	45	1985	129	1979	143	1962	119
24	47	1982	129	1981	143	1942	119
25	49	1977	128	1939	142	1970	118
26	51	1978	128	1957	142	1978	118
27	53	1937	128	1978	141	1950	118
28	55	1953	128	1954	141	1958	118
29	57	1950	128	1977	141	1936	118
30	59	1952	128	1950	140	1943	118
31	61	1979	128	1985	140	1982	118
32	63	1972	127	1944	140	1938	118
33	65	1981	127	1938	139	1944	118
34	67	1938	127	1974	139	1946	118
35	69	1944	127	1972	138	1973	117
36	71	1955	127	1943	138	1976	117
37	73	1943	126	1953	138	1980	117
38	75	1942	126	1949	137	1947	117
39	76	1958	126	1976	137	1979	117
40	78	1946	125	1947	137	1945	116
41	80	1976	125	1945	136	1949	116
42	82	1947	125	1946	136	1937	116

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	84	1949	125	1942	136	1981	116
44	86	1974	125	1955	136	1951	115
45	88	1945	125	1958	136	1952	115
46	90	1980	124	1940	136	1974	115
47	92	1936	123	1961	135	1959	114
48	94	1940	123	1980	134	1940	113
49	96	1961	123	1941	133	1961	113
50	98	1941	120	1936	130	1941	111

Таблица Б.2 – Расходы в расчётном средневодном году 1978 г. ($P = 50\%$), $\text{м}^3/\text{с}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1978	116	118	123	133	138	161	140	134	121	119	118	114	128

Таблица Б.3 – Расходы в расчётном средневодном году 1980 г. ($P = 90\%$), $\text{м}^3/\text{с}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1980	115	120	122	126	129	143	138	135	122	117	117	108	124
$k_{\text{прив.}}$	113	118	119	127	130	144	139	136	119	115	115	106	124

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
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	3	2	4	4	8	12	1	3	2	4	3	8

Таблица Б.5 – Координаты для построения ИКН летних суток

$P_{\text{ранж}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	Δt	$\Delta P \cdot \Delta t$	$P, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$\Sigma, \text{МВт} \cdot \text{ч}$
6958	11	0	0	11	0
6947	26	1	26	37	26
6920	69	2	139	107	165
6851	2	3	6	109	171
6849	7	4	28	116	199
6842	2	5	10	118	209
6840	1	6	6	119	215
6839	4	7	28	123	243
6835	3	8	24	126	267
6832	3	9	27	129	294
6829	1	10	10	130	304
6828	16	11	177	146	481
6812	70	12	844	216	1325
6742	60	13	784	276	2109
6681	59	14	830	336	2939
6622	240	15	3602	576	6542
6382	7	16	113	583	6654
6375	149	17	2528	732	9182
6226	76	18	1375	808	10557

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.5

$P_{\text{ранж}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	Δt	$\Delta P \cdot \Delta t$	$P, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$\text{Э}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$
6150	5	19	95	813	10652
6145	77	20	1547	890	12200
6067	33	21	696	923	12896
6034	11	22	243	935	13140
6023	6023	23	138532	6958	151671

Таблица Б.6 – Координаты для построения ИКН зимних суток

$P_{\text{ранж}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	Δt	$\Delta P \cdot \Delta t$	$P, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$\text{Э}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$
8864	17	0	0	17	0
8847	31	1	31	48	31
8817	20	2	40	68	71
8797	43	3	129	111	199
8754	7	4	28	118	227
8747	69	5	344	186	571
8678	7	6	42	193	613
8671	21	7	146	214	759
8650	21	8	167	235	926
8629	1	9	9	236	935
8628	19	10	189	255	1125
8609	15	11	164	270	1289
8594	57	12	681	327	1971
8538	47	13	609	374	2579
8491	115	14	1604	488	4183
8376	104	15	1554	592	5737
8273	143	16	2295	735	8033
8129	100	17	1694	835	9726
8030	101	18	1811	935	11537
7929	39	19	738	974	12275
7890	47	20	936	1021	13212
7843	32	21	669	1053	13881
7811	10	22	219	1063	14101
7801	7801	23	179432	8864	193533

Таблица Б.7 – Данные для построения годовых графиков нагрузки энергосистемы

t	$ 30^\circ t - 15^\circ $	Радианы	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	$P_t^{\text{max}}, \text{МВт}$	$P_t^{\text{cp}}, \text{МВт}$
1	15	0,261799388	0,965925826	8864	8433
2	45	0,785398163	0,707106781	8609	8189
3	75	1,308996939	0,258819045	8166	7766
4	105	1,832595715	-0,258819045	7656	7277
5	135	2,35619449	-0,707106781	7213	6854
6	165	2,879793266	-0,965925826	6958	6610
7	195	3,403392041	-0,965925826	6958	6610
8	225	3,926990817	-0,707106781	7213	6854
9	255	4,450589593	-0,258819045	7656	7277

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.7

t	$ 30^\circ t - 15^\circ $	Радианы	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	P_t^{max} , МВт	P_t^{cp} , МВт
10	285	4,974188368	0,258819045	8609	8189
12	345	6,021385919	0,965925826	8864	8433

Таблица Б.8 – Среднесуточные выработки и мощности существующей ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\bar{E}_{ср.сут.}$, млн. кВт · ч	118	113	103	94	84	79	79	84	94	103	113	118
$N_{ср.сут.}$, МВт	4925	4719	4309	3899	3488	3283	3283	3488	3899	4309	4719	4925

Таблица Б.9 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяц	I	II	III	IV	V	VI
$Q_{пол.}^{быт.}$, м ³ /с	111	117	121	137	118	132
$Z_{ВБ}$, м	390	390	390	390	390	390
$Z_{НБ}$, м	345,30	345,50	345,60	346,10	345,50	345,90
$H_{ГЭС}$, м	44,20	44,00	43,90	43,40	44,00	43,60
$N_{быт.}$, МВт	43	45	47	52	46	51

Окончание таблицы Б.9

Месяц	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{пол.}^{быт.}$, м ³ /с	127	124	111	116	114	113
$Z_{ВБ}$, м	390	390	390	390	390	390
$Z_{НБ}$, м	345,80	345,70	345,30	345,40	345,40	345,40
$H_{ГЭС}$, м	43,70	43,80	44,20	44,10	44,10	44,10
$N_{быт.}$, МВт	49	48	43	45	44	44

Таблица Б.10 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI
$Q_{ВХК}$, м ³ /с	20	20	20	30	30	40
$Z_{ВБ}$, м	390	390	390	390	390	390
$Z_{НБ}$, м	341,20	341,20	341,20	341,80	341,80	342,30
$H_{ГЭС}$, м	48,30	48,30	48,30	47,70	47,70	47,20
$N_{ВХК}$, МВт	9	9	9	13	13	17

Окончание таблицы Б.10

Месяц	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{ВХК}$, м ³ /с	50	50	50	50	35	35
$Z_{ВБ}$, м	390	390	390	390	390	390
$Z_{НБ}$, м	342,80	342,80	342,80	342,80	342,10	342,10
$H_{ГЭС}$, м	46,70	46,70	46,70	46,70	47,40	47,40
$N_{ВХК}$, МВт	21	21	21	21	15	15

Таблица Б.11 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{быт.}$, МВт	43	45	47	52	46	51	49	48	43	45	44	44
$N_{ВХК}$, МВт	9	9	9	13	13	17	21	21	21	21	15	15
$N_{быт.} - N_{ВХК}$, МВт	35	37	38	40	33	34	28	27	23	24	30	29

Продолжение приложения Б

Таблица Б.12 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдкр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{ м}^3/\text{с}$
XI	117	1	1	0	0	115	5	121	20	0	122
XII	117	1	1	2	0	113	293	407	20	0	408
I	108	1	1	5	0	101	317	419	20	0	420
II	115	1	1	3	0	110	26	137	30	0	138
III	120	1	1	2	0	116	-87	30	30	0	31
IV	122	1	1	0	0	120	-81	40	40	0	41
V	126	1	1	12	0	112	-63	50	50	0	51
VI	129	1	1	0	0	127	-68	50	50	0	51
VII	143	1	1	0	0	141	-82	50	50	0	51
VIII	138	1	1	0	0	136	-77	50	50	0	51
IX	135	1	1	0	0	133	-89	35	35	0	36
X	122	1	1	0	0	120	-93	19	19	0	20

Окончание таблицы Б.12

Месяц	$V_{\text{нач}}$			ΔV			$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{ МВт}$
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
XI	8,9	0,1	9,0	390,00	389,90	390,00	345,6	43,7	43	43
XII	8,9	0,8	8,1	389,90	387,90	388,90	346,8	41,6	137	137
I	8,1	0,8	7,3	387,90	385,50	386,70	345,8	40,3	137	137
II	7,3	0,1	7,2	385,50	385,30	385,40	346,1	38,7	43	43
III	7,2	-0,2	7,5	385,30	386,00	385,70	341,8	43,2	11	ВХК
IV	7,5	-0,2	7,7	386,00	386,60	386,30	342,4	43,3	14	ВХК
V	7,7	-0,2	7,8	386,60	387,10	386,80	342,9	43,4	18	ВХК
VI	7,8	-0,2	8,0	387,10	387,60	387,30	342,9	43,9	18	ВХК
VII	8,0	-0,2	8,2	387,60	388,20	387,90	342,9	44,4	18	ВХК
VIII	8,2	-0,2	8,4	388,20	388,70	388,50	342,9	45	18	ВХК
IX	8,4	-0,2	8,7	388,70	389,40	389,10	342,1	46,4	13	ВХК
X	8,7	-0,2	9,0	389,40	389,80	389,60	341,2	47,9	7	ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.13 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году с окончательным вариантом гарантированной мощности

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$
XI	117	1	1	0	0	115	5	121	20	0	122
XII	117	1	1	2	0	113	293	407	20	0	408
I	108	1	1	5	0	101	317	419	20	0	420
II	115	1	1	3	0	110	26	137	30	0	138
III	120	1	1	2	0	116	-87	30	30	0	31
IV	122	1	1	0	0	120	-81	40	40	0	41
V	126	1	1	12	0	112	-63	50	50	0	51
VI	129	1	1	0	0	127	-68	50	50	0	51
VII	143	1	1	0	0	141	-82	50	50	0	51
VIII	138	1	1	0	0	136	-77	50	50	0	51
IX	135	1	1	0	0	133	-89	35	35	0	36
X	122	1	1	0	0	120	-95	19	19	0	20

Окончание таблицы Б.13

Месяц	$V_{\text{нач}}$			ΔV			$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
XI	8,9	0,1	9,0	390,00	389,90	390,00	345,6	43,7	43	43
XII	8,9	0,8	8,1	389,90	387,90	388,90	346,8	41,6	137	137
I	8,1	0,8	7,3	387,90	385,50	386,70	345,8	40,3	137	137
II	7,3	0,1	7,2	385,50	385,30	385,40	346,1	38,7	43	43
III	7,2	-0,2	7,5	385,30	386,00	385,70	341,8	43,2	11	ВХК
IV	7,5	-0,2	7,7	386,00	386,60	386,30	342,4	43,3	14	ВХК
V	7,7	-0,2	7,8	386,60	387,10	386,80	342,9	43,4	18	ВХК
VI	7,8	-0,2	8,0	387,10	387,60	387,30	342,9	43,9	18	ВХК
VII	8,0	-0,2	8,2	387,60	388,20	387,90	342,9	44,4	18	ВХК
VIII	8,2	-0,2	8,4	388,20	388,70	388,50	342,9	45	18	ВХК
IX	8,4	-0,2	8,7	388,70	389,40	389,10	342,1	46,4	13	ВХК
X	8,7	-0,2	8,9	389,40	390,00	389,70	341,2	47,9	7	ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.14 – Расчёт рабочих мощностей проектируемой станции

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар.}}$, МВт	137	43	11	14	18	18	18	18	13	7	43	137
$\mathcal{E}_{\text{гар.}}$, млн. кВт·ч	3,288	1,032	0,252	0,336	0,422	0,427	0,432	0,437	0,314	0,173	1,032	3,288
$N_{\text{баз.}}$, МВт	4	5	6	8	10	10	10	10	7	4	4	4
$\mathcal{E}_{\text{баз.}}$, млн. кВт·ч	0,085	0,123	0,137	0,183	0,229	0,232	0,234	0,238	0,171	0,094	0,092	0,088
$\mathcal{E}_{\text{пик.}}$, млн. кВт·ч	3,203	0,909	0,115	0,153	0,193	0,195	0,198	0,199	0,143	0,079	0,940	3,200
$N_{\text{пик.}}$, МВт	270	80	80	103	117	115	115	117	103	80	80	270
$N_{\text{раб.}}$, МВт	274	85	86	111	127	125	125	127	110	84	84	274
$N_{\text{раб.}}/N_{\text{гар.}}$	2,00	1,98	8,16	7,90	7,19	7,00	6,93	6,97	8,41	11,65	1,95	2,00

Таблица Б.15 – Расчёт и распределение резервов

Месяц	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	P_{max}	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{авар.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{рем.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{рем.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{авар.}}$	$P_{\text{рем.}}$
I	8864	89	886	5463	55	0	274	3	0	3128	31	313	0
II	8609	86	861	5396	54	0	85	1	0	3128	31	313	0
III	8166	82	817	5091	51	0	86	1	0	2990	30	299	0
IV	7656	77	766	4718	47	0	111	1	0	2827	28	283	0
V	7213	72	721	4317	43	0	127	1	0	2770	28	277	0
VI	6958	70	696	4139	41	0	125	1	0	2694	27	269	261
VII	6958	70	696	4139	41	0	125	1	0	2694	27	269	261
VIII	7213	72	721	4317	43	455	127	1	0	2770	28	277	0
IX	7656	77	766	4718	47	455	111	1	0	2827	28	283	0
X	8166	82	817	5091	51	0	86	1	46	2990	30	299	0
XI	8609	86	861	5396	54	0	85	1	0	3128	31	313	0
XII	8864	89	886	5463	55	0	274	3	0	3128	31	313	0

Таблица Б.16 – Расчёт режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{\text{НБ}}$, м ³ /с	$Z_{\text{НБ}}$, м	$\nabla_{\text{НПУ}}$, М	$\nabla_{\text{УМО}}$, м	$H_{\text{р}}$, м	$H_{\text{ГЭС}}$, м	$Q_{\text{ГЭС}}$, м ³ /с	$H_{\text{ГЭС}}$, м	$Q_{\text{ГЭС}}$, м ³ /с
0	340,00	49,50	44,80	46,20	38,70	811	35,30	890
50	342,80	46,70	42,00	43,40	38,43	817	35,18	889
100	344,90	44,60	39,90	41,30	38,18	822	35,07	887
150	346,50	43,00	38,30	39,70	37,95	827	34,98	886
200	347,70	41,80	37,10	38,50	37,75	832	34,89	885
250	348,70	40,80	36,10	37,50	37,56	836	34,81	884
300	349,30	40,20	35,50	36,90	37,39	840	34,73	883
400	350,00	39,50	34,80	36,20	37,24	843	34,67	882
600	350,50	39,00	34,30	35,70	37,10	846	34,61	881
700	350,50	38,80	34,10	35,50	36,97	849	34,55	881
800	350,80	38,70	34,00	35,40	36,86	852	34,50	880

Продолжение приложения Б

Таблица Б.17 – Работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вхк}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$
XI	119	1	0	1	0	117	4	20	122	0	123
XII	118	1	0	1	-2	120	288	20	406,8	0	408
I	114	1	0	1	-5	122	301	20	418,7	0	420
II	116	1	0	1	-3	120	19	30	137	0	138
III	121	1	0	1	-2	123	-82	30	40	0	41
IV	123	1	0	1	0	121	-72	40	50	0	51
V	133	1	0	1	12	107	-60	50	60	0	61
VI	136	1	0	1	0	134	-65	50	60	0	61
VII	156	1	0	1	0	154	-85	50	60	0	61
VIII	140	1	0	1	0	138	-69	50	60	0	61
IX	136	1	0	1	0	134	-84	35	41	0	42
X	123	1	0	1	0	121	-94	18,5	18	0	19

Окончание таблицы Б.17

Месяц	$V_{\text{нач}}$			ΔV			$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$	Э, млн. кВт · ч
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$					
XI	8,9	0,0	9,0	390,00	390,00	390,00	345,70	43,7	43	43	31
XII	8,9	0,7	8,1	390,00	388,00	389,00	346,80	41,6	137	137	102
I	8,1	0,8	7,4	388,00	385,70	386,80	345,80	40,4	137	137	99
II	7,4	0,0	7,3	385,70	385,30	385,50	346,10	38,8	43	43	32
III	7,3	-0,2	7,5	385,30	386,20	385,70	342,40	42,8	14	11	10
IV	7,5	-0,2	7,7	386,20	386,70	386,50	342,90	43,0	17	14	12
V	7,7	-0,2	7,9	386,70	387,20	386,90	343,30	43,0	21	18	16
VI	7,9	-0,2	8,0	387,20	387,70	387,40	343,30	43,5	21	18	15
VII	8,0	-0,2	8,3	387,70	388,30	388,00	343,30	44,0	21	18	16
VIII	8,3	-0,2	8,4	388,30	388,80	388,50	343,30	44,6	22	18	16
IX	8,4	-0,2	8,7	388,80	389,40	389,10	342,40	46,1	15	13	11
X	8,7	-0,2	8,9	389,40	390,00	389,70	341,20	47,9	7	7	5

Продолжение приложения Б

Таблица Б.18 – Работа ГЭС по режиму сработки расчётного маловодного года

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{исп}},$ м ³ /с	$Q_{\text{шл}},$ м ³ /с	$Q_{\text{фл}},$ м ³ /с	$Q_{\text{лд}},$ м ³ /с	$Q_{\text{п.быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{вдхр}},$ м ³ /с	$Q_{\text{вжк}},$ м ³ /с	$Q_{\text{ГЭС}},$ м ³ /с	$Q_{\text{х.сб}},$ м ³ /с	$Q_{\text{нб}},$ м ³ /с
XI	119	1	0	1	0	117	4	20	122	0	123
XII	118	1	0	1	-2	120	288	20	406,8	0	408
I	114	1	0	1	-5	122	301	20	418,7	0	420
II	116	1	0	1	-3	120	19	30	137	0	138
III	121	1	0	1	-2	123	-82	30	40	0	41
IV	123	1	0	1	0	121	-72	40	50	0	51
V	133	1	0	1	12	107	-60	50	60	0	61
VI	136	1	0	1	0	134	-65	50	60	0	61
VII	156	1	0	1	0	154	-85	50	60	0	61
VIII	140	1	0	1	0	138	-69	50	60	0	61
IX	136	1	0	1	0	134	-84	35	41	0	42
X	123	1	0	1	0	121	-94	18,5	18	0	19

Окончание таблицы Б.18

Месяц	$V_{\text{нач}}$			ΔV			$Z_{\text{нб}},$ м	$H,$ м	$N_{\text{ГЭС}},$ МВт	$Z_{\text{кон}},$ м	Э, млн. кВт·ч
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$					
XI	8,9	0,0	9,0	390,00	389,90	390,00	345,70	43,8	42	389,90	30
XII	8,9	0,7	8,1	390,00	387,90	389,00	346,80	41,7	136	387,90	101
I	8,1	0,8	7,4	388,00	385,50	386,80	345,80	40,5	136	385,50	98
II	7,4	0,0	7,3	385,70	385,30	385,50	346,10	38,9	43	385,30	32
III	7,3	-0,2	7,5	385,30	386,00	385,70	342,40	42,8	14	386,00	10
IV	7,5	-0,2	7,7	386,20	386,60	386,50	342,90	43,1	17	386,60	12
V	7,7	-0,2	7,9	386,70	387,10	386,90	343,30	43,1	21	387,10	16
VI	7,9	-0,2	8,0	387,20	387,60	387,40	343,30	43,6	21	387,60	15
VII	8,0	-0,2	8,3	387,70	388,20	388,00	343,30	44,2	21	388,20	16
VIII	8,3	-0,2	8,4	388,30	388,70	388,50	343,30	44,7	22	388,70	16
IX	8,4	-0,2	8,7	388,80	389,40	389,10	342,40	46,2	15	389,40	11
X	8,7	-0,2	8,9	389,40	390,00	389,70	341,20	48,0	7	390,00	5

Продолжение приложения Б

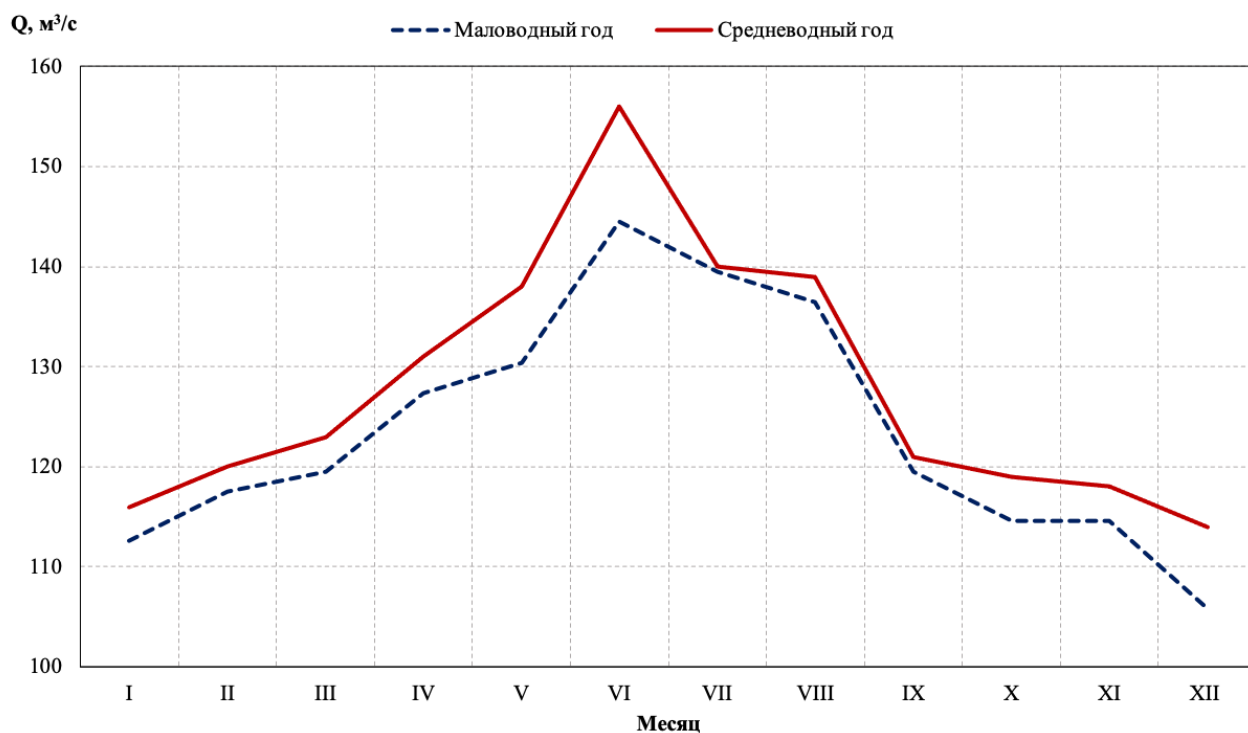


Рисунок Б.1 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

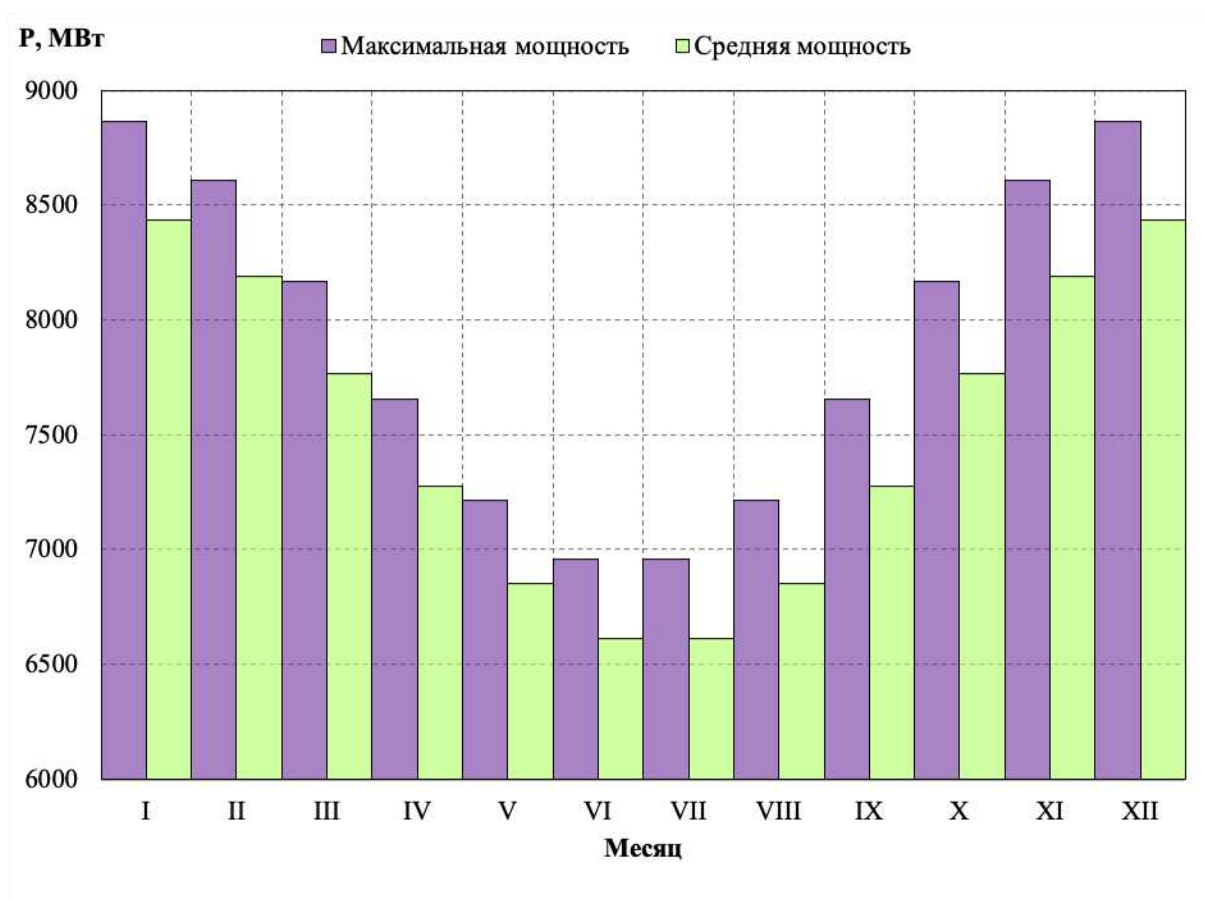


Рисунок Б.2 – Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Продолжение приложения Б

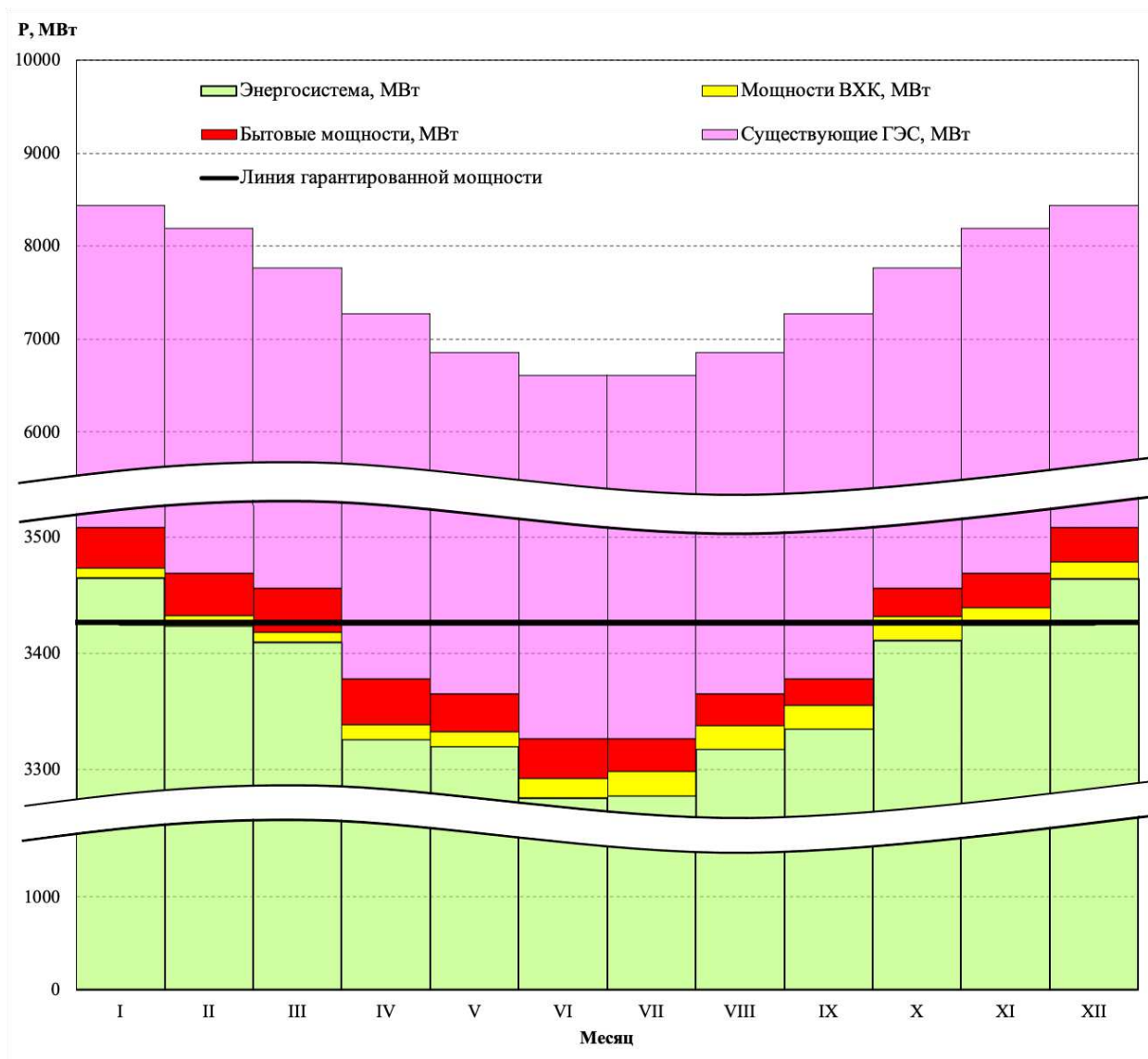


Рисунок Б.3 – Баланс энергии

Продолжение приложения Б

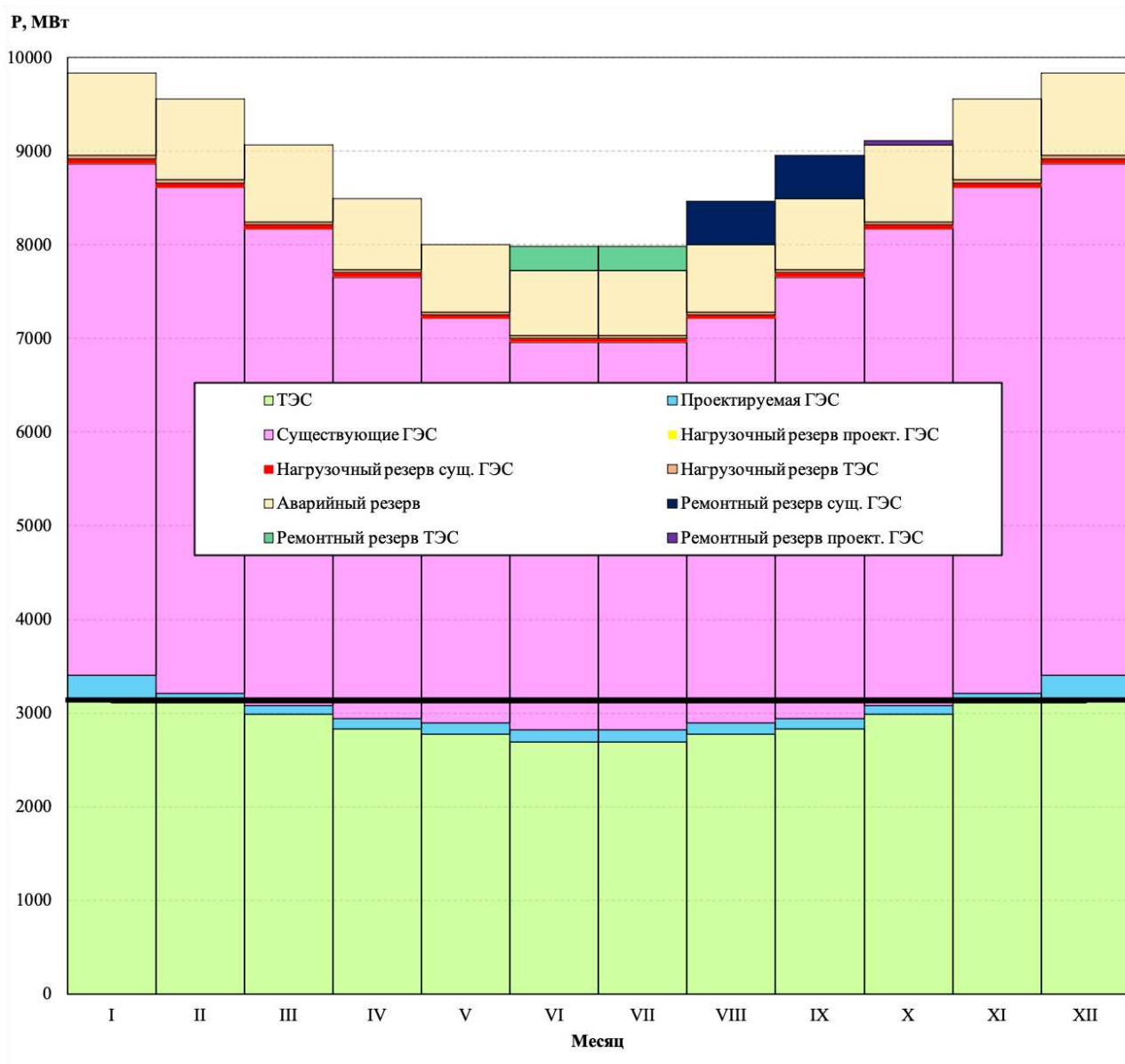


Рисунок Б.4 – Баланс мощности

Продолжение приложения Б

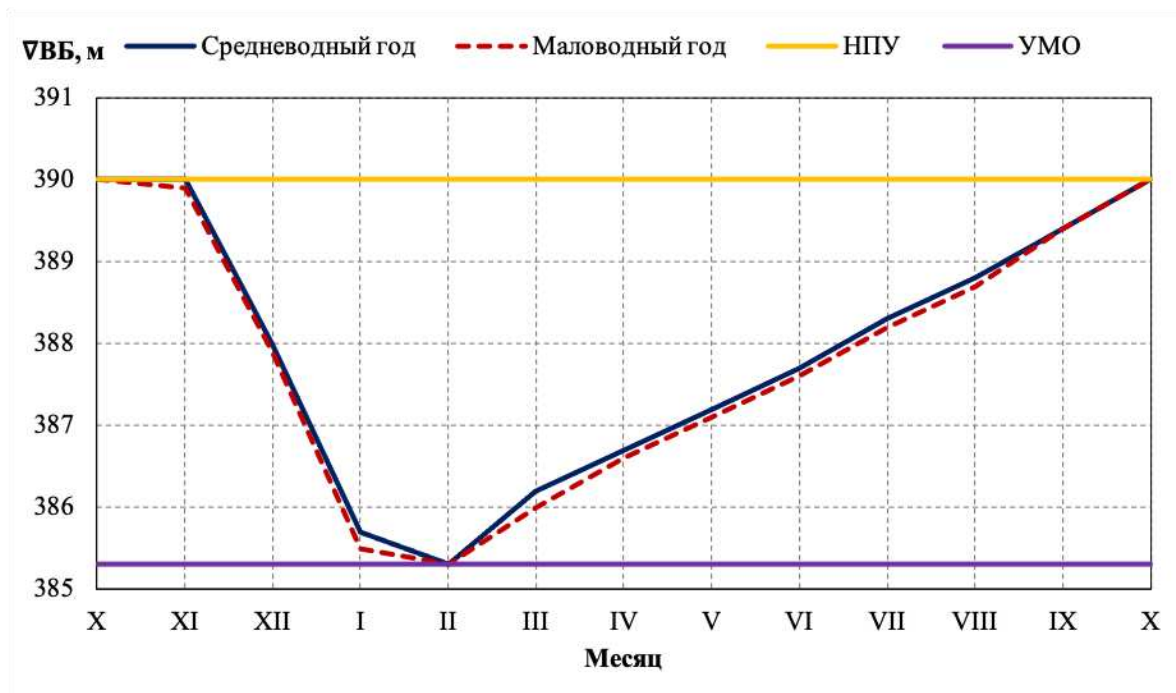


Рисунок Б.5 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодном и средневодном года

Продолжение приложения Б

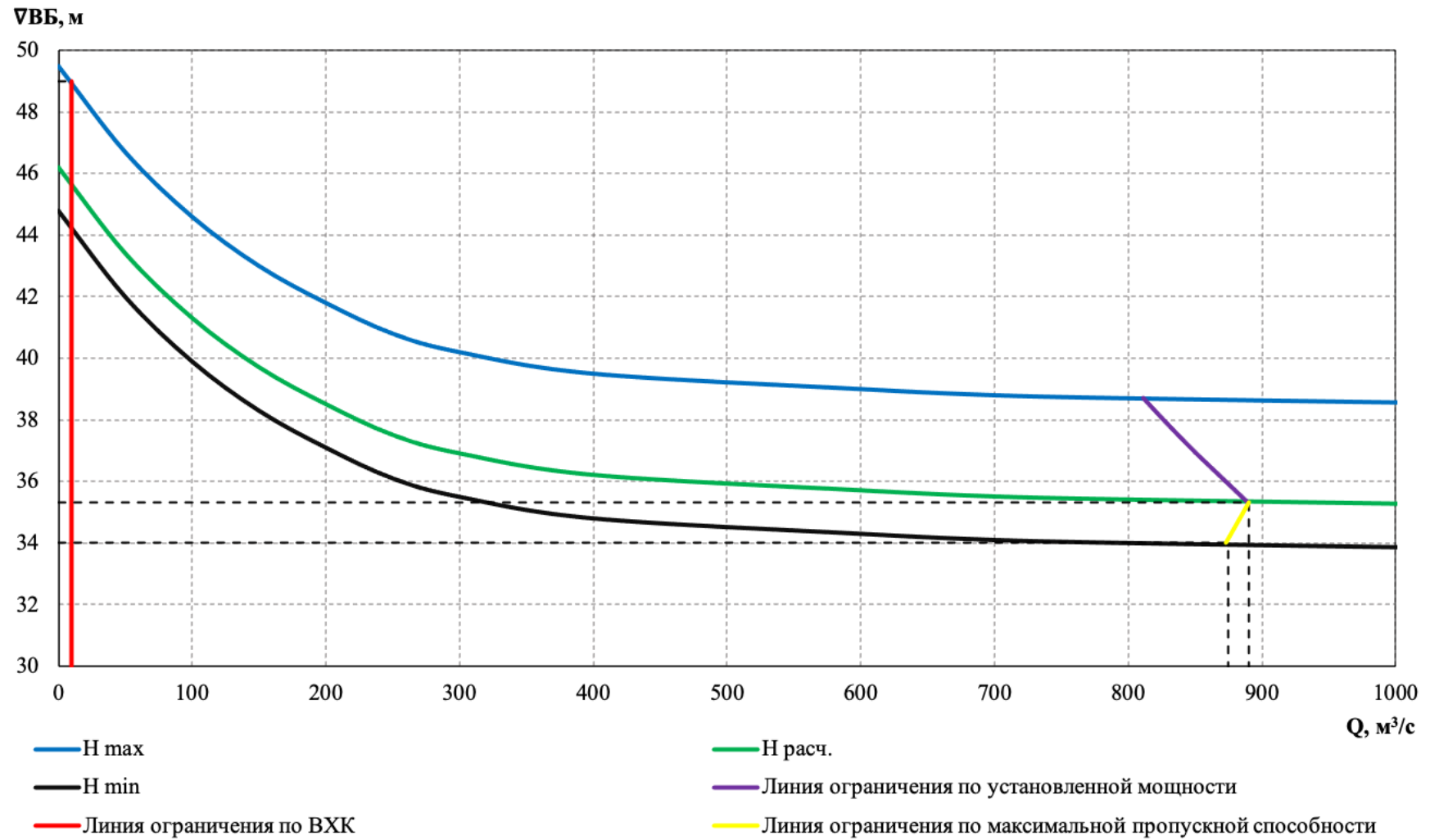


Рисунок Б.6 – Режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

Продолжение приложения Б

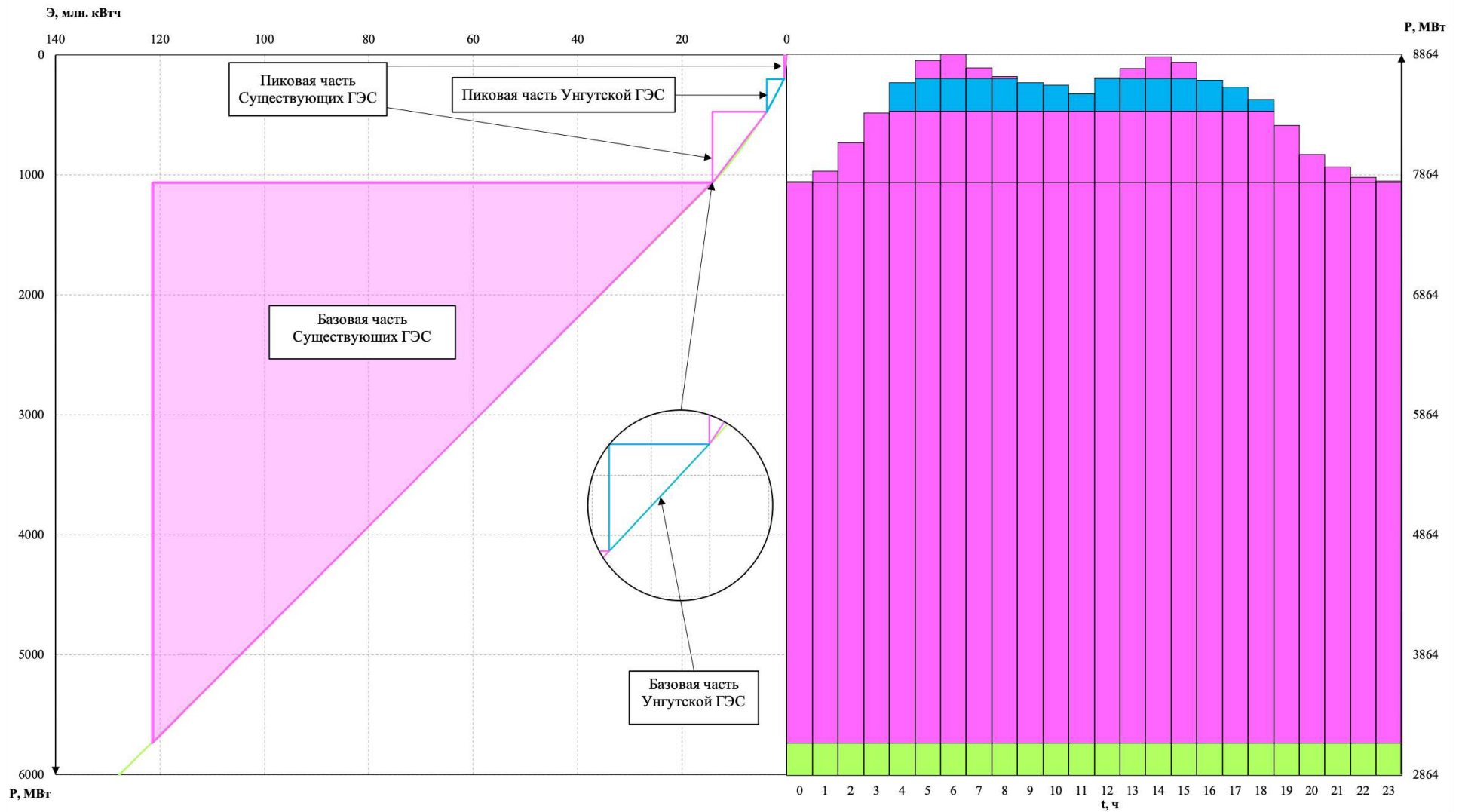


Рисунок Б.7 – Суточный график нагрузки декабря – января, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

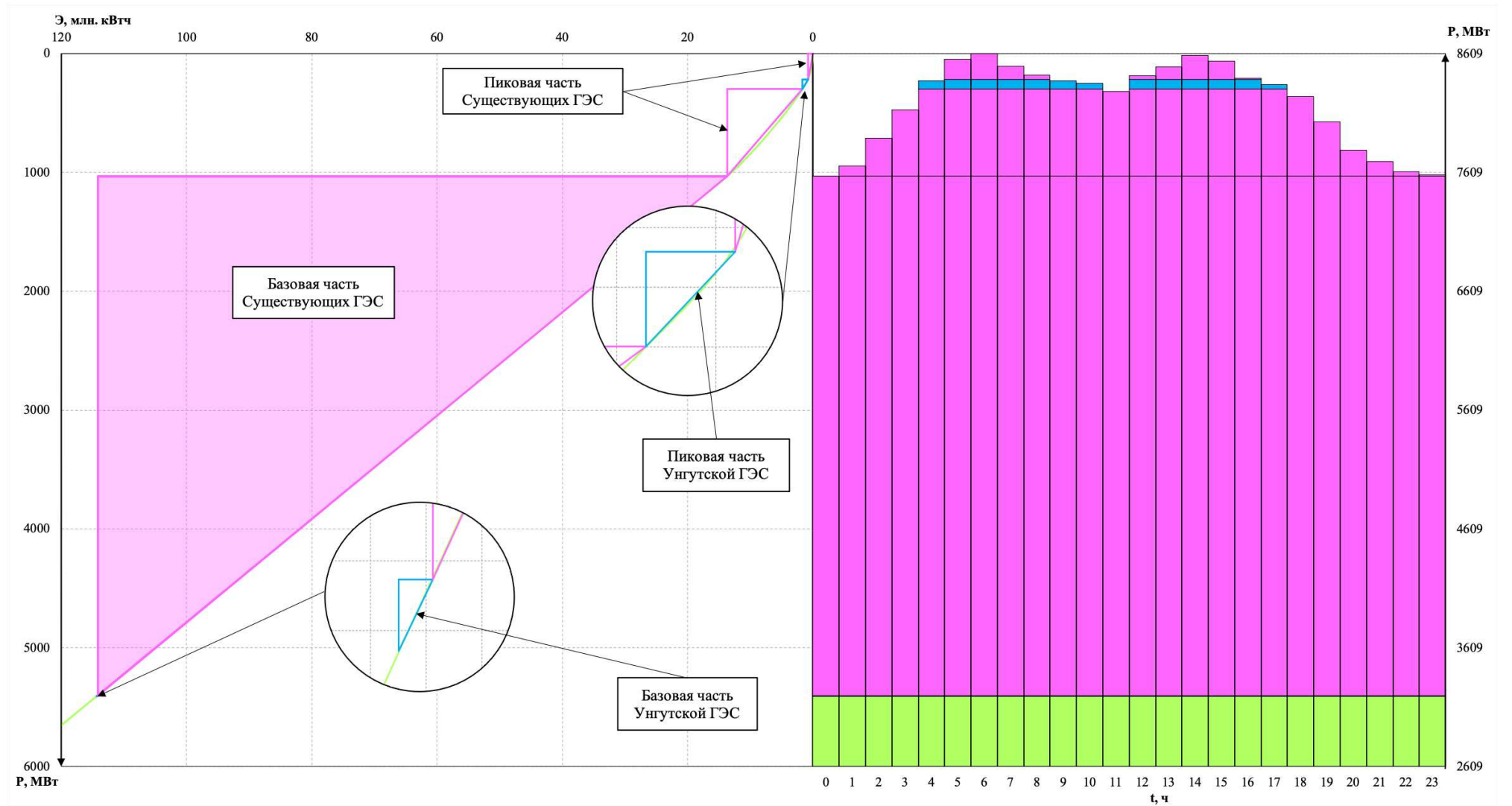


Рисунок Б.8 – Суточный график нагрузки ноября – февраля, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

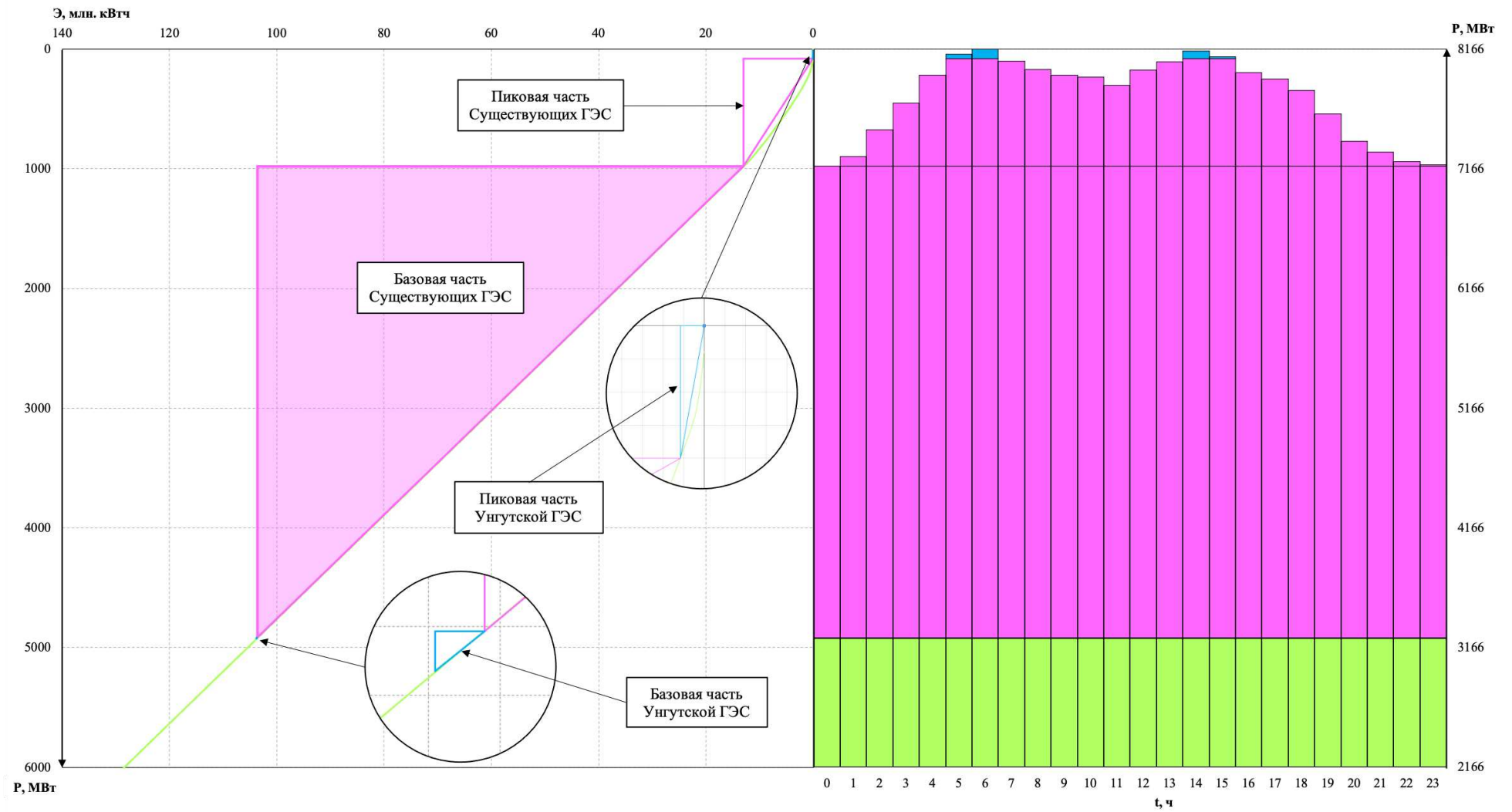


Рисунок Б.9 – Суточный график нагрузки октября – марта, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

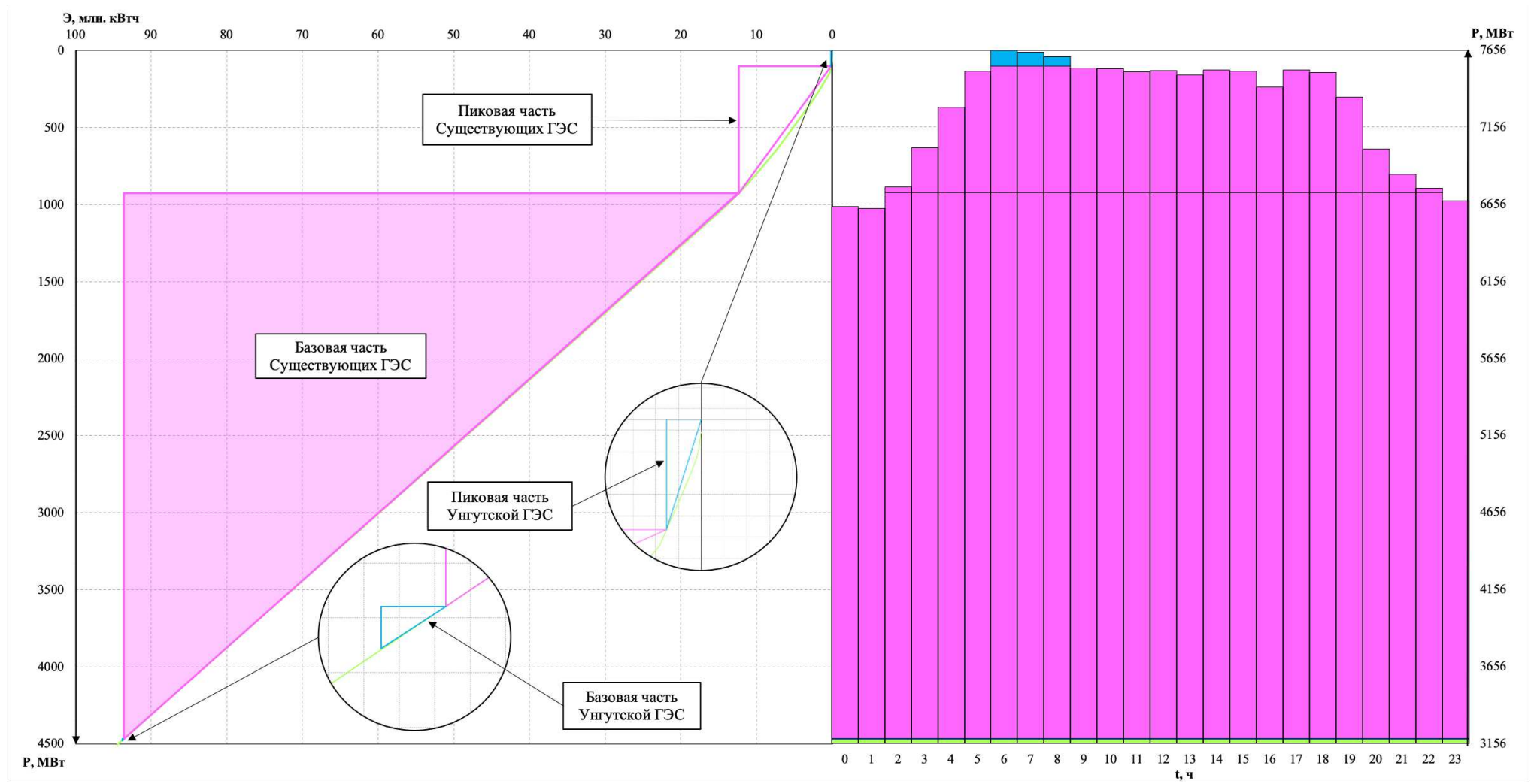


Рисунок Б.10 – Суточный график нагрузки сентября – апреля, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

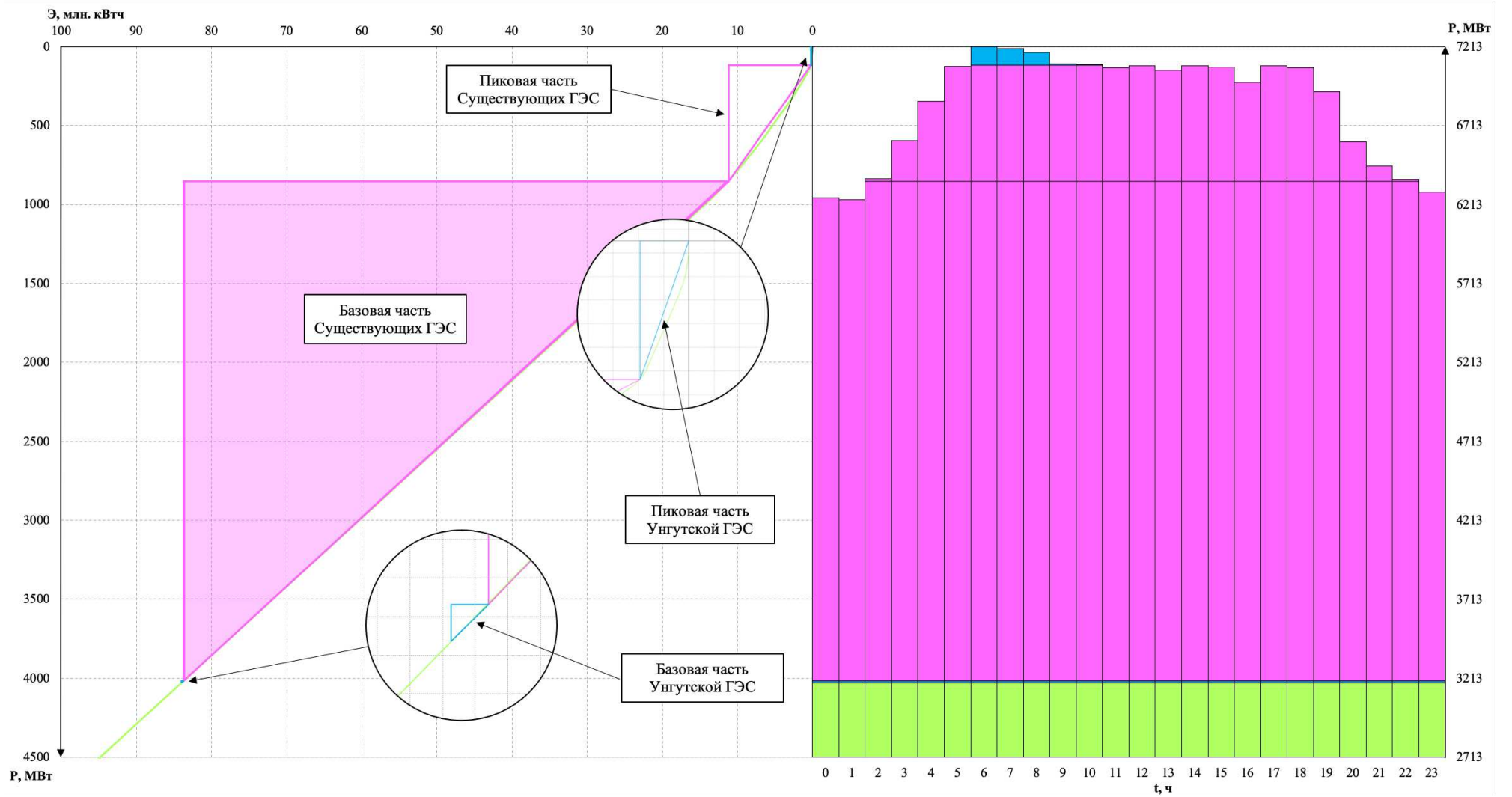


Рисунок Б.11 – Суточный график нагрузки августа – мая, совмещённый с ИКН

Окончание приложения Б

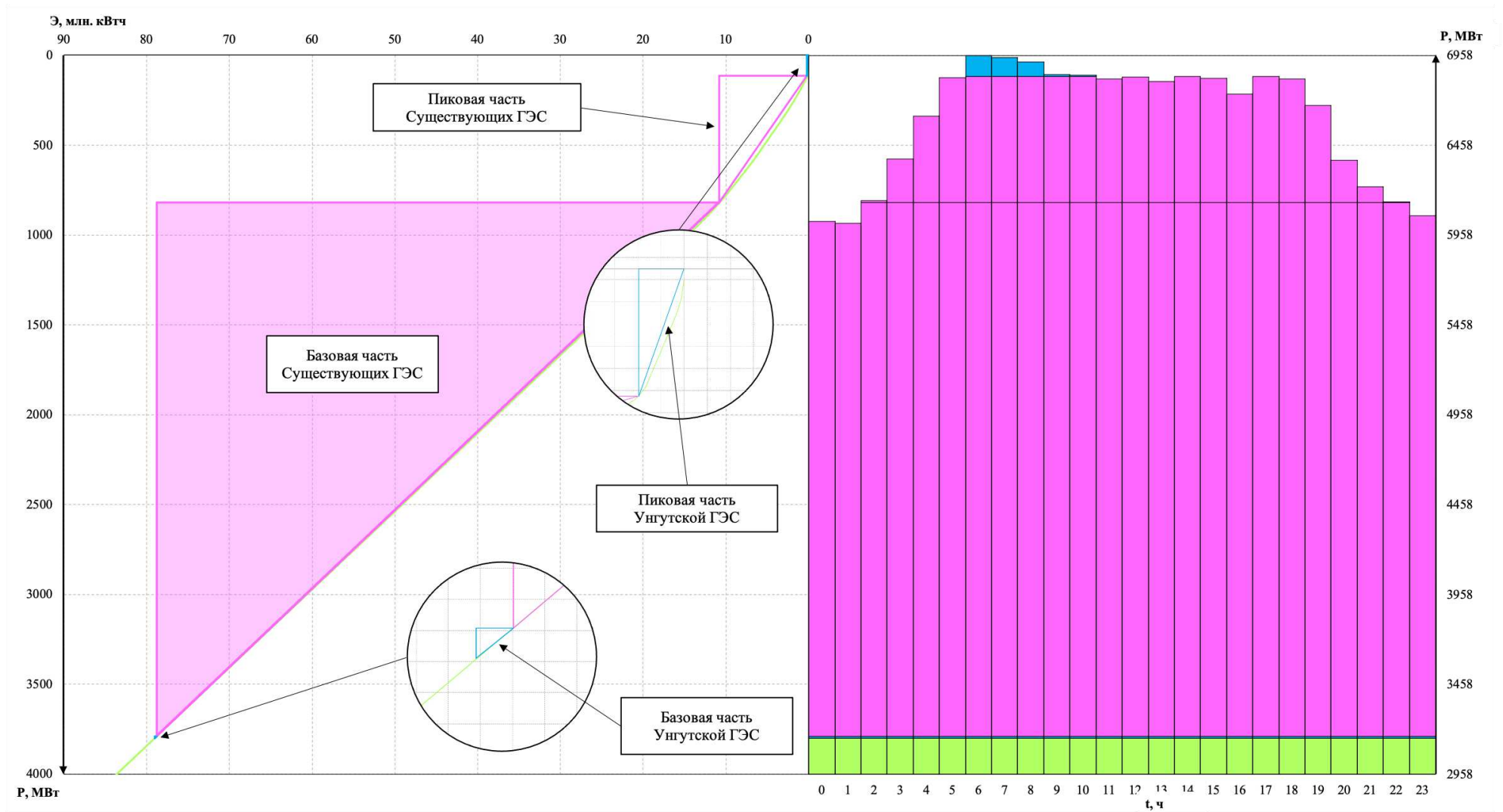


Рисунок Б.11 – Суточный график нагрузки июня – июля, совмещённый с ИКН

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Параметры моделей гидротурбин

Параметр	ПЛ50-В	ПЛД50-В
$H_{пред}$, м	50	50
H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
n'_{opt} , мин ⁻¹	116	113
Q'_{opt} , л/с	1000	1100
$\eta_{m opt}$	0,916	0,910
$Q_{I max}$, л/с	1520	1705
$D'_{1м}$, м	0,460	0,350
$H_{мод}$, м	12	5
$t_{мод}$, °C	21	16
$\nu_{мод} \cdot 10^{-6}$, м ² /с	0,988	1,114

Таблица В.2 – Параметры гидротурбины ПЛ50-В

D_1 , м	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6
η_T , о. е.	0,937	0,938	0,938	0,939	0,939	0,94
N'_{agr} , МВт	51,38	57,64	64,26	71,24	80,09	89,47
Z'_{agr} , ШТ	5,49	4,89	4,39	3,96	3,52	3,15
Z_{agr} , ШТ	6	6	6	4	4	4
N_{agr} , МВт	47,0	47,0	47,0	70,5	70,5	70,5
$m(\Delta_1)$, о. е.	1,038	1,039	1,040	1,040	1,041	1,041
n'_c , об/мин	166,2	157,0	148,8	141,4	133,4	126,3
$n_{синх}$, об/мин	166,7	166,7	150	142,9	136,4	136,4
$n'_i(H_{min})$, об/мин	118,5	125,5	119,1	119,4	120,8	127,6
$n'_i(H_{max})$, об/мин	116,4	123,2	117,0	117,3	118,6	125,3
$n'_i(H_{расч})$, об/мин	99,3	105,1	99,8	100,1	101,2	106,9
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{расч})$	1,28	1,14	1,15	1,39	1,24	1,11
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{max})$	0,80	0,71	0,72	0,86	0,77	0,69
$Q'_i(H_{max})$, л/с	517	461	414	374	332	298
$Q'_i(H_{min})$, л/с	618	551	494	446	397	355

Таблица В.3 – Параметры гидротурбины ПЛД50-В60

D_1 , м	4	4,25	4,5	4,75	5
η_T , о. е.	0,939	0,94	0,94	0,941	0,942
N'_{agr} , МВт	49,91	56,38	63,25	70,51	78,17
Z'_{agr} , ШТ	5,65	5,00	4,46	4,00	3,61
Z_{agr} , ШТ	6	6	6	4	4
N_{agr} , МВт	47,0	47,0	47,0	70,5	70,5
$m(\Delta_1)$, о. е.	1,058	1,059	1,060	1,060	1,061
n'_c , об/мин	173,6	163,5	154,5	146,4	139,1
$n_{синх}$, об/мин	187,5	166,7	166,7	150	142,9
$n'_i(H_{min})$, об/мин	124,3	117,4	124,2	118,0	118,3

Продолжение приложения В

Окончание таблицы В.3

$D_1, \text{м}$	4	4,25	4,5	4,75	5
$n'_l(H_{max}), \text{об/мин}$	122,0	115,2	122,0	115,8	116,1
$n'_l(H_{расч}), \text{об/мин}$	104,1	98,3	104,1	98,8	99,1
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{расч})$	1,45	1,28	1,14	1,54	1,39
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{max})$	0,90	0,80	0,71	0,96	0,86
$Q'_l(H_{max}), \text{л/с}$	579	512	457	410	370
$Q'_l(H_{min}), \text{л/с}$	691	611	545	489	441

Таблица В.4 – Результаты расчёта отметки установки РК гидротурбины

Параметры	ПЛ50-В-450	ПЛ50-В-475	ПЛ50-В-530	ПЛД50-В-425
$H_{max} = 49,0 \text{ м}$				
σ	0,16	0,18	0,17	0,15
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	113	129	169	116
$Z_{НБ}(Q), \text{м}$	345,19	345,70	346,79	345,29
$H_s, \text{м}$	0,61	-0,37	0,11	1,89
$H_{расч} = 35,7 \text{ м}$				
σ	0,38	0,39	0,47	0,44
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	155	175	235	161
$Z_{НБ}(Q), \text{м}$	346,45	346,95	348,28	346,60
$H_s, \text{м}$	-5,12	-5,48	-8,34	-6,47
$H_{min} = 34,4 \text{ м}$				
σ	0,37	0,37	0,46	0,42
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	151	167	229	155
$Z_{НБ}(Q), \text{м}$	346,32	346,76	348,17	346,43
$H_s, \text{м}$	-4,28	-4,28	-7,38	-5,21

Таблица В.5 – Основные параметры генератора СВ-840/150-52

$S_{НОМ}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$P_{НОМ}, \text{МВт}$	$\cos\varphi$	$U_{НОМ}, \text{кВ}$	$I_{НОМ}, \text{кА}$	$n_{НОМ}, \text{об/мин}$	$n_{уг}/n_{НОМ}$	x''_d	x'_d	x_d
64,7	55	0,85	10,5	3,36	150	1,05	0,22	0,35	0,93

Таблица В.6 – Расчёт бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения					
	ВХ	1	2	3	4	5
r_i	8,26	7,80	7,34	6,88	6,42	5,97
b_i	3,12	2,98	2,83	2,68	2,54	2,39
r_k	4,07	4,03	3,99	3,95	3,91	3,87
r_k/r_a	1,11	1,10	1,09	1,07	1,06	1,05
$\ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,10	0,09	0,08	0,07	0,06	0,05
r_i/r_a	2,25	2,12	2,00	1,87	1,75	1,62
$\ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	0,81	0,75	0,69	0,63	0,56	0,48
$b_i \cdot \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	2,53	2,24	1,96	1,68	1,42	1,16

Продолжение приложения В

Продолжение таблицы В.6

Величина	Сечения					
	вх	1	2	3	4	5
$r_k \cdot ctgy$	15,17	15,03	14,88	14,74	14,59	14,44
$r_k \cdot ctgy \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	1,53	1,37	1,22	1,06	0,90	0,75
m_i	1,46	1,31	1,17	1,02	0,88	0,73
J_i	2,68	2,40	2,13	1,87	1,61	1,36
φ_i°	225	202	179	157	136	115
a_i	4,59	4,13	3,67	3,21	2,75	2,29

Окончание таблицы В.6

Величина	Сечения					
	6	7	8	9	10	вых
r_i	5,51	5,05	4,59	4,13	3,67	3,21
b_i	2,25	2,10	1,95	1,81	1,66	1,51
r_k	3,83	3,79	3,75	3,71	3,67	3,64
r_k/r_a	1,04	1,03	1,02	1,01	1,00	0,99
$\ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,04	0,03	0,02	0,01	0,00	-0,01
r_i/r_a	1,50	1,37	1,25	1,12	1,00	0,87
$\ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	0,40	0,32	0,22	0,12	0,00	-0,13
$b_i \cdot \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	0,91	0,67	0,43	0,21	0,00	-0,20
$r_k \cdot ctgy$	14,30	14,15	14,01	13,86	13,71	13,57
$r_k \cdot ctgy \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,60	0,44	0,29	0,15	0,00	-0,15
m_i	0,58	0,44	0,29	0,14	0,00	-0,15
J_i	1,12	0,88	0,65	0,43	0,22	0,02
φ_i°	94	74	55	36	19	0
a_i	1,83	1,37	0,91	0,45	0,00	-0,46

Таблица В.7 – Данные для построения плана спиральной камеры

$\varphi,^\circ$	0	15	30	45	60	75	90	105
$r, м$	3,21	3,55	3,88	4,22	4,56	4,89	5,23	5,57

Окончание таблицы В.7

$\varphi,^\circ$	120	135	150	165	180	195	210	225
$r, м$	5,90	6,24	6,58	6,91	7,25	7,58	7,92	8,26

Продолжение приложения В

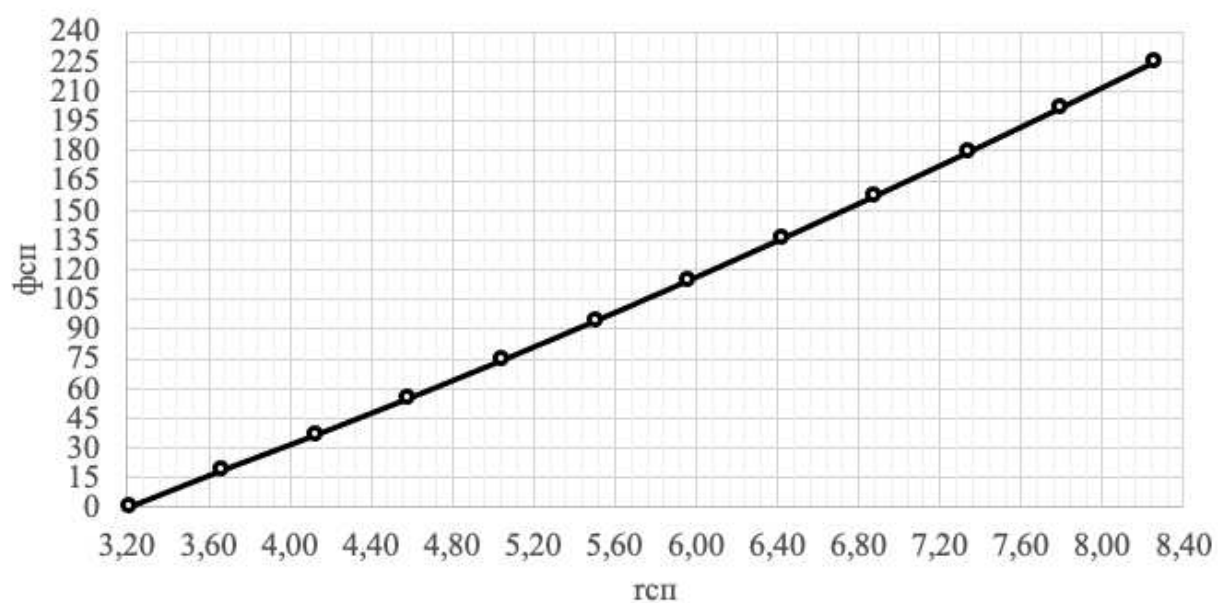


Рисунок В.1 – График зависимости $\varphi_{\text{ср}} = f(r_i)$

Продолжение приложения В

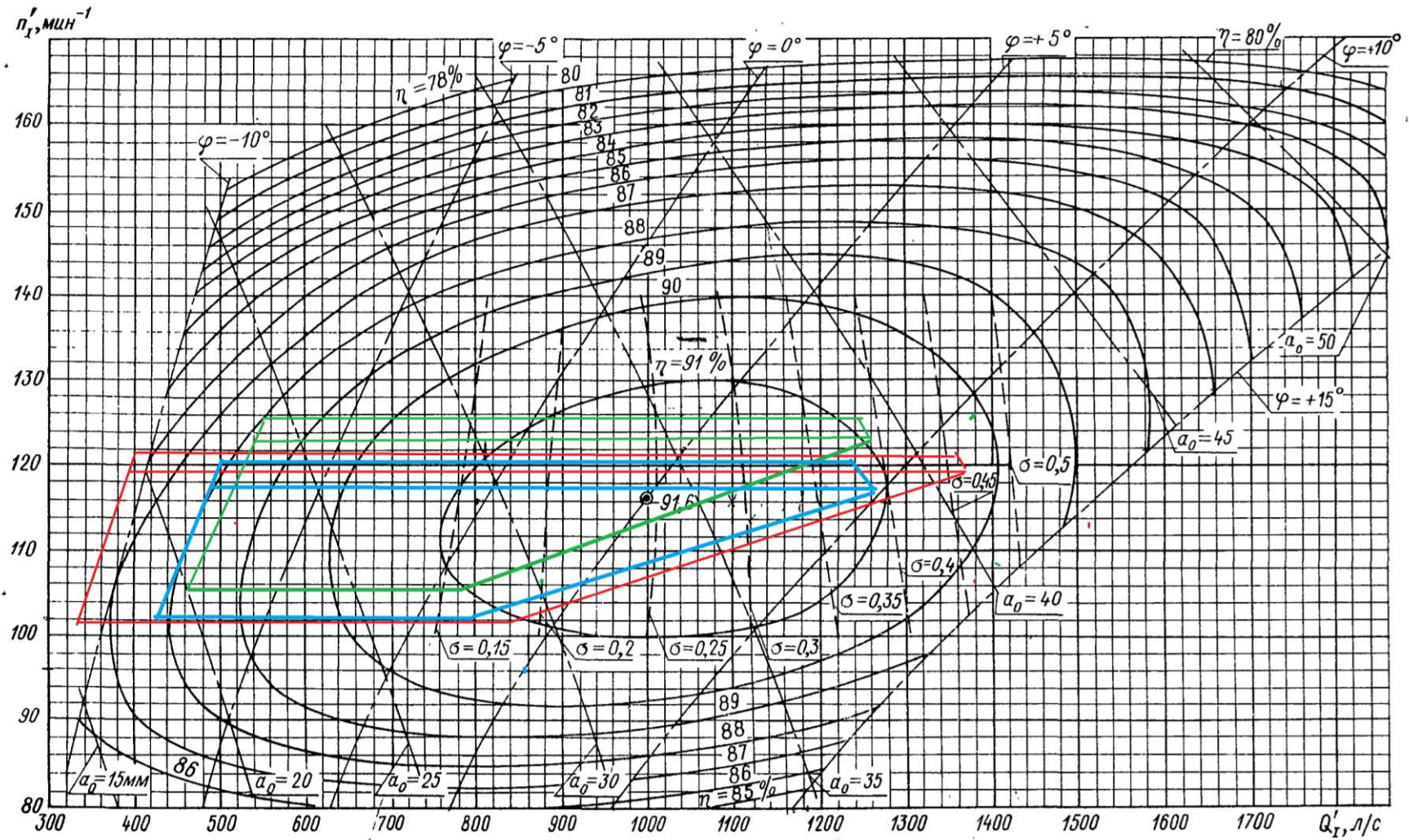


Рисунок В.2 – Зона работы гидротурбины ПЛ150-В
(красным цветом – диаметр 5,3 м; зеленым цветом – диаметр 4,5 м; синим цветом – диаметр 4,75 м)

Продолжение приложения В

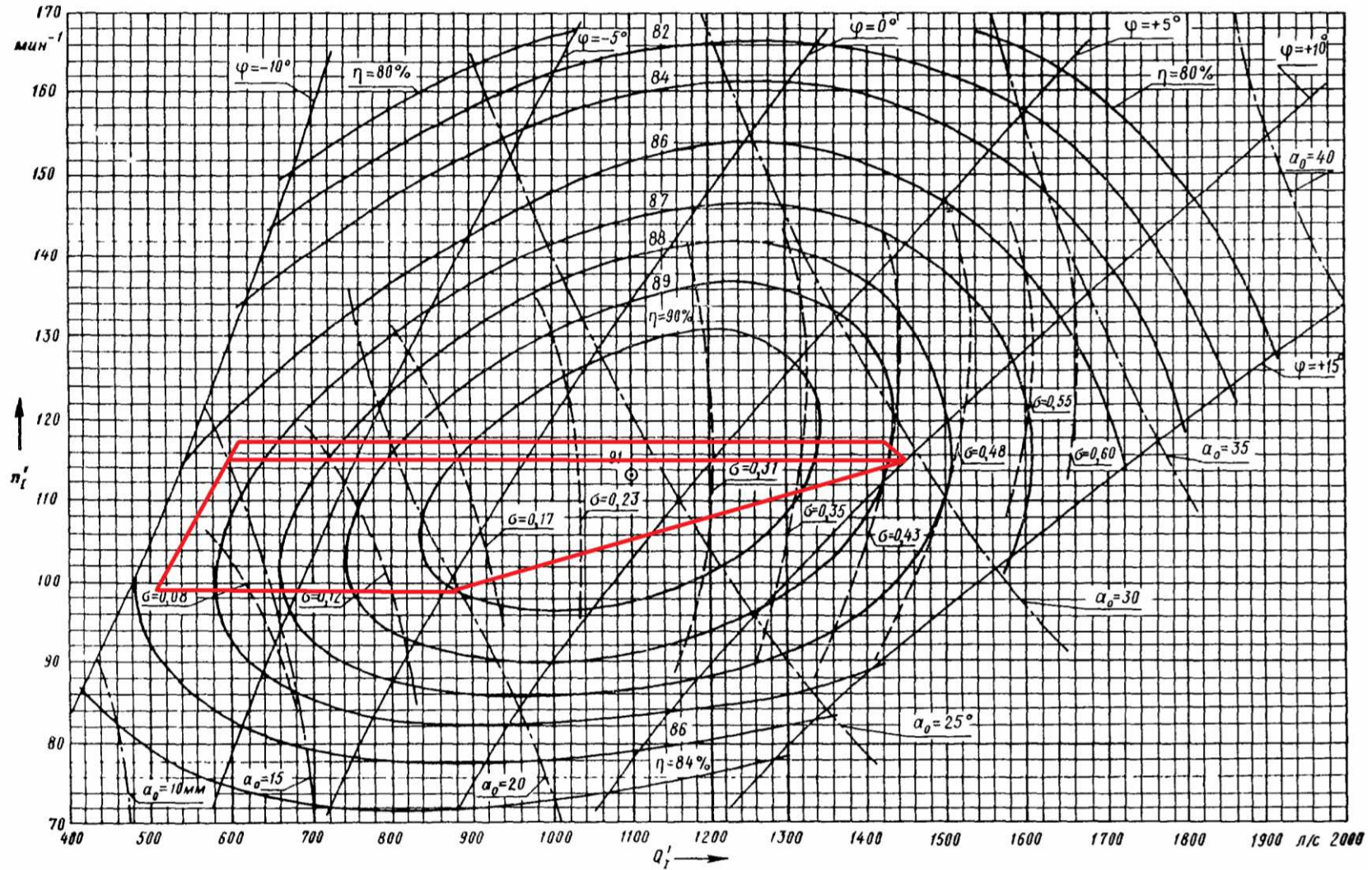


Рисунок В.3 – Зона работы гидротурбины ПЛД50-В60°

Продолжение приложения В

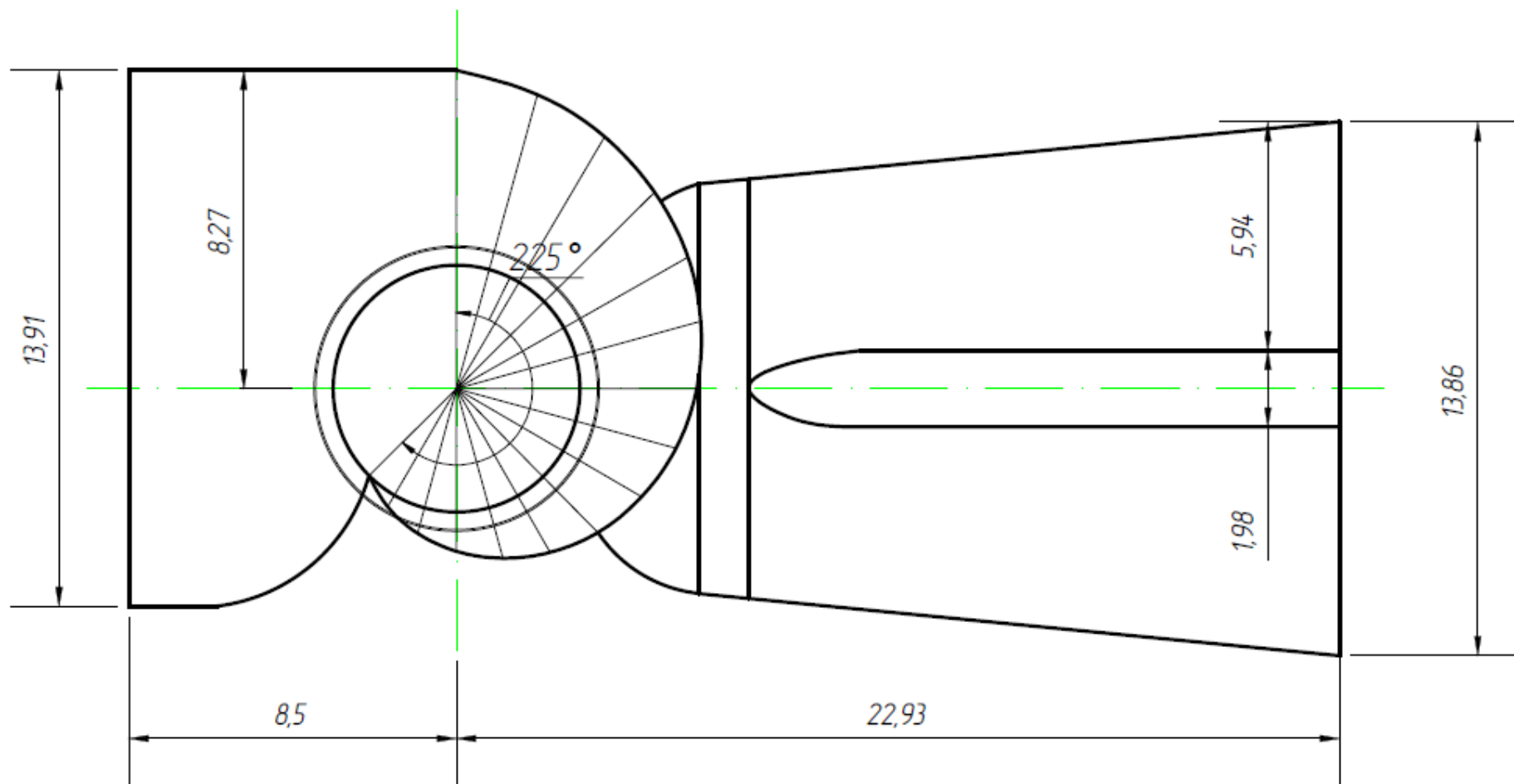


Рисунок В.4 – План спиральной камеры

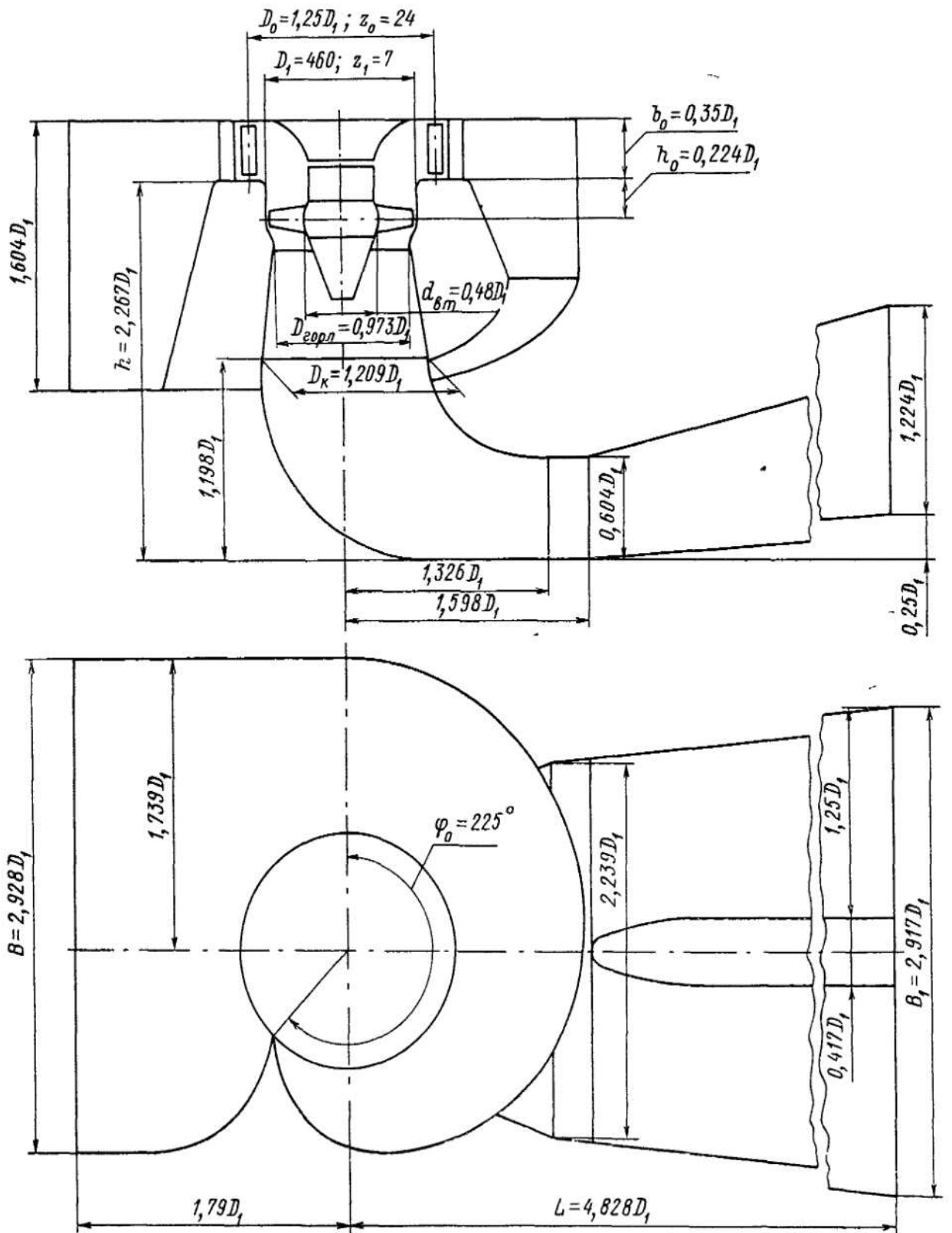


Рисунок В.5 – Проточная часть гидротурбины ПЛ50-В

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Электрическая часть

Таблица Г.1 – Паспортные данные гидрогенератора СВ-840/150-52

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
64,7	55	10,5	0,85	150	0,22	0,35	0,93

Таблица Г.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-80000/220

$S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{К}}$, %	$\Delta P_{\text{К}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$I_{\text{Х}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
80	242	10,5	11	265	79	0,6

Таблица Г.3 – Паспортные данные трансформатора ТРДЦН-160000/220

$S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{К}}$, %	$\Delta P_{\text{К}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$I_{\text{Х}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
160	242	10,5	12	525	167	0,6

Таблица Г.4 – Паспортные данные трансформатора ТС-4000/13,8

$S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{К}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
4,0	10,5	6,0	5,0

Таблица Г.5 – Стоимость оборудования

Оборудование	Стоимость, тыс. руб.
ТДЦ-80000/220	110700
ТРДЦН-160000/220	187900
ТС-4000/10,5	22700
КРУЭ-220	103600

Таблица Г.6 – Место короткого замыкания и результат расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{\text{п.0}}$, кА	I_{γ} , кА
3ф	7	14,20	34,48
3ф	1	18,35	50,60

Таблица Г.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-15	Разъединитель РВРЗ-20/8000
$U_{\text{НОМ}} = 10,5$ кВ	$U_{\text{НОМ}} = 15$ кВ	$U_{\text{НОМ}} = 20$ кВ
$I_{\Gamma, \text{раб}} = 3,740$ кА	$I_{\text{НОМ}} = 6,3$ кА	$I_{\text{НОМ}} = 8000$ А
$I_{\text{п0}} = 50,6$ кА	$I_{\text{отк}} = 130$ кА	$i_{\text{эл.ст}} = 250$ кА
$i_{\gamma} = 18,35$ кА	$i_{\text{пр.скв}} = 63$ кА	$I_{\text{т.ст}} = 250$ кА

Продолжение приложения Г

Окончание приложения Г.7

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-15	Разъединитель РВРЗ-20/8000
$V_{к.расч} = I_{н0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз}) =$ $= 21,99^2 \cdot (0,07 + 0,01) =$ $= 38,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{к.ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{к.ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица Г.8 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчётные данные	Данные ГТ по каталогу
$U_T = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{Г.раб} = 3740 \text{ А}$	$I_{ном} = 8000 \text{ А}$

Таблица Г.9 – Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_T = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$

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
$U_{сети ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{раб max} = 236 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{н0} = 21,50 \text{ кА}$	$i_{отк} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 52,21 \text{ кА}$	$i_T = 100 \text{ кА}$
$V_{к.расч} = I_{н0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз}) =$ $= 21,50^2 \cdot (0,09 + 0,01) = 46,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{к.ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица Г.12 – Технические характеристики трансформатора тока

Параметры трансформаторов тока	
Класс точности вторичных обмоток	
Для учёта	0,25
Для измерений	0,5
Для защиты	10р

Продолжение проложения Г

Окончание таблицы Г.12

Параметры трансформаторов тока	
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	

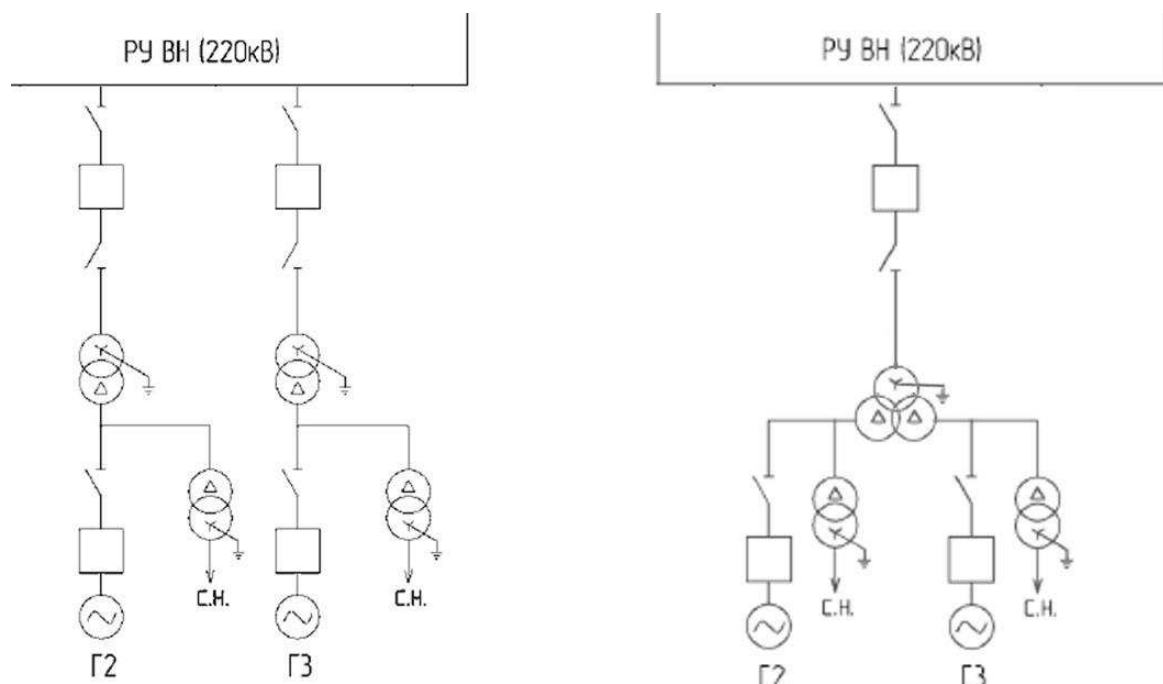


Рисунок Г.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными и укрупнёнными блоками

Продолжение приложения Г

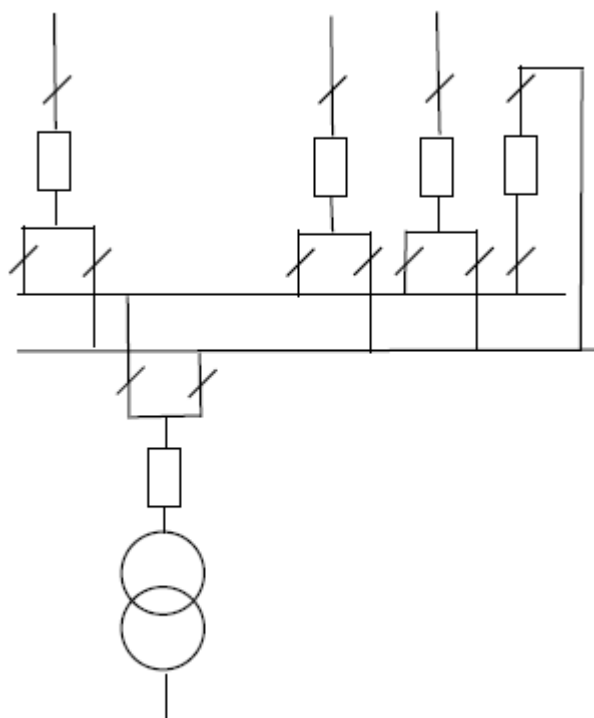


Рисунок Г.2 – Схема РУ ВН 220 кВ

	O	S	s0	Ти...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		10
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Блок 1		10
3	<input type="checkbox"/>			у	3	КРУЭ		230
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Г2		10
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок 2		10
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Сеть		230
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Г3		10
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Блок 3		10
9	<input type="checkbox"/>			у	9	Г4		10
10	<input type="checkbox"/>			у	10	Блок 4		10
11	<input type="checkbox"/>			у	11	Г5		10
12	<input type="checkbox"/>			у	12	Блок 5		10
13	<input type="checkbox"/>			у	13	Г6		10
14	<input type="checkbox"/>			у	14	Блокб		10

Рисунок Г.3 – Исходные данные по узлам

Окончание приложения Г

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N...	Название	R	X	G	B	Кт/i	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	2		Г1 - Блок 1						
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	3		Блок 1 - КРУЭ	2,43	80,53				0,040
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	4	5		Г2 - Блок 2						
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	3		Блок 2 - КРУЭ	2,43	80,53				0,040
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП			3	6		КРУЭ - Сеть	6,85	47,94				
6	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	7	8		Г3 - Блок 3						
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	3		Блок 3 - КРУЭ	2,43	80,53				0,040
8	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	9	10		Г4 - Блок 4						
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	10	3		Блок 4 - КРУЭ	2,43	80,53				0,040
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	3	6		КРУЭ - Сеть	5,90	41,30				
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	3	6		КРУЭ - Сеть	5,90	41,30				
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	3	6		КРУЭ - Сеть	5,90	41,30				
13	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	11	12		Г5 - Блок 5						
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	12	3		Блок 5 - КРУЭ	2,43	80,53				0,040
15	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	13	14		Г6 - Блокб						
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	14	3		Блокб - КРУЭ	2,43	80,53				0,040

Рисунок Г.4 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор 1	1	0,003	0,375	0,003	0,375	0,008	1,125	11,865
2			2	Генератор 2	4	0,003	0,375	0,003	0,375	0,008	1,125	15,594
3			3	Сеть	6	15,570	146,670	15,570	146,670	15,570	146,670	230,000
4			4	Генератор 3	7	0,021	0,375	0,021	0,375	0,008	1,125	11,865
5			5	Генератор 4	9	0,021	0,375	0,021	0,375	0,008	1,125	11,865
6			6	Генератор 5	11	0,003	0,375	0,003	0,375	0,008	1,125	11,865
7			7	Генератор 6	13	0,003	0,375	0,003	0,375	0,008	1,125	11,865

Рисунок Г.5 – Исходные данные по генераторам

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	с
1		1		3ф	1			18,3477	-89

Рисунок Г.6 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ на генераторе

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1
1		1		3ф	3			14,1963

Рисунок Г.7 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ на РУ

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

Таблица Д.1 – Паспортные данные генератора СВ-840/150-52

Наименование показателя		Значение показателя
Мощность номинальная	полная, МВ · А	64,7
	активная, МВт	55,0
Номинальное напряжение, кВ		10,5
Коэффициент мощности, о. е.		0,85
Частота, Гц		50
Частота вращения, об/мин		150
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей), о. е.		1
Номинальный ток статора, А		3358
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1115
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		290
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное, о. е.	0,93
	переходное, о. е.	0,35
	сверхпереходное, о. е.	0,22
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о. е.		0,22
Ёмкость обмотки статора, мкФ/фазу		0,7

Таблица Д.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-80000/220

Наименование показателя	Значение показателя
Номинальная мощность, МВ · А	80
Номинальное напряжение, кВ	242/10,5
Напряжение короткого замыкания, %	11
Группа соединения	$D/Y_n - 11$

Таблица Д.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Тип	ТСЗ-4000/10
Мощность номинальная, кВ · А	4000
Номинальное напряжение, кВ	10/0,4
Напряжение короткого замыкания, %	5,0

Таблица Д.4 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности, I_2/I_n						
	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с), t_{CP}	30	83	120	187	333	750

Продолжение приложения Д

Таблица Д.5 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки, I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

Таблица Д.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Таблица Д.7 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,67 А
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_H$	2,22 А
		Тормозной ток, B	$1,5 \cdot I_H$	6,67 А
		$I_{отс}$	$6 \cdot I_H$	26,68 А
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_0	t_1	-	5 В
		t_2	-	15 В
	$U_{0з}$	Коэффициент торможения, K_T	1,3	-
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО	$0,07 \cdot I_H$	0,31 А
		ПО	$0,17 \cdot I_H$	0,77 А
		ОТС I	$0,25 \cdot I_H$	1,11 А
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО	$1,07 \cdot I_H$	4,76 А
		ПО	$1,1 \cdot I_H$	4,9 А
		ОТС	$1,53 \cdot I_{НОМ}$	6,8 А
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	0,139 о.е.	1,06 Ом
			$0,15 \cdot Z_I$	0,16 Ом
		2 ступень	0,35 о.е.	4,57 Ом
			$0,15 \cdot Z_{II}$	0,69 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,76 А
		ПО	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,89 А
		ОТС	$2,24 \cdot I_{НОМ.Р}$	9,96 А

Продолжение приложения Д

Таблица Д.8 – Матрица отключений

Защиты		Действие								
Наименование	Обозначение	Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение МПШВ	Предупредительный сигнал		
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$	+	+	+	+	-	-	-		
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_{02}	-	-	-	-	-	-	+		
	U_{06}	+	+	+	-	-	-	-		
	$U_{03\zeta}$	+	+	+	-	-	-	-		
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	+	+	-	-	-	-		
		1 ступень	+	+	-	-	-	-		
Защита от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО		-	-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	-	
		ОТС	t_1	-	-	-	-	-	+	-
			t_2	-	-	-	-	+	-	-
t_3	+		+	-	-	-	-	-		
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО		-	-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	-	
		ОТС	t_1	-	-	-	-	-	+	-
			t_2	-	-	-	-	+	-	-
			t_3	+	+	-	-	-	-	-
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	t_1	-	-	-	-	+	-	
			t_2	+	+	+	-	-	-	-
		2 ступень	t_1	-	-	-	-	-	+	-
			t_2	-	-	-	-	+	-	-
			t_3	+	+	-	-	-	-	-
Защита ротора от перегрузок	I_p	СО		-	-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	-	
		ОТС		+	+	-	-	-	-	-

Продолжение приложения Д

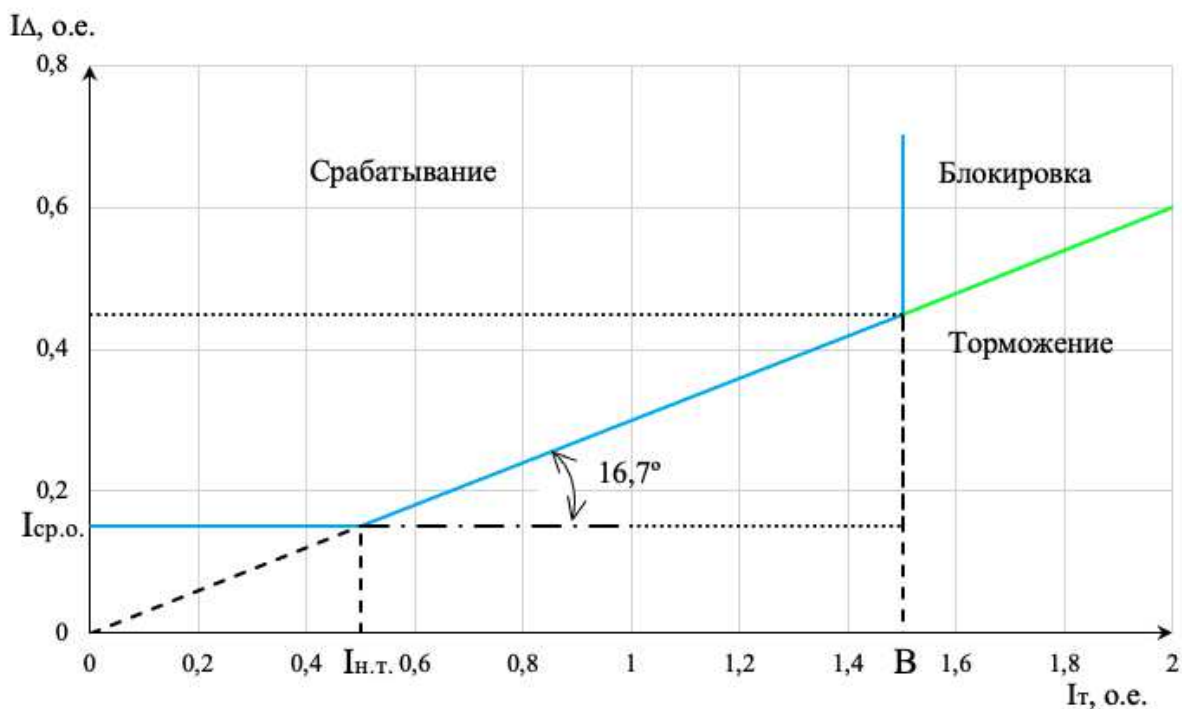


Рисунок Д.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

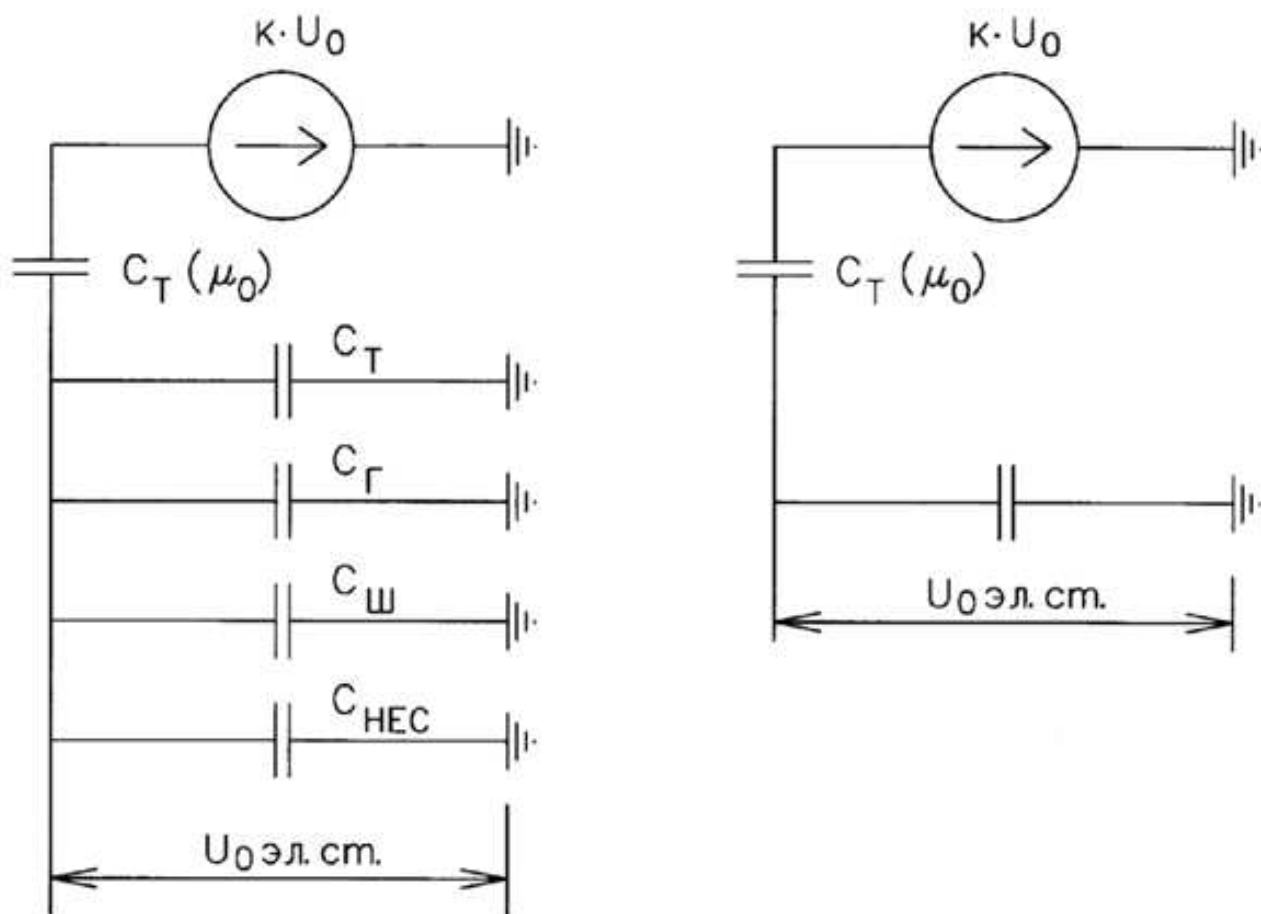


Рисунок Д.2 – Схема замещения для определения U_0 эл.ст.

Продолжение приложения Д

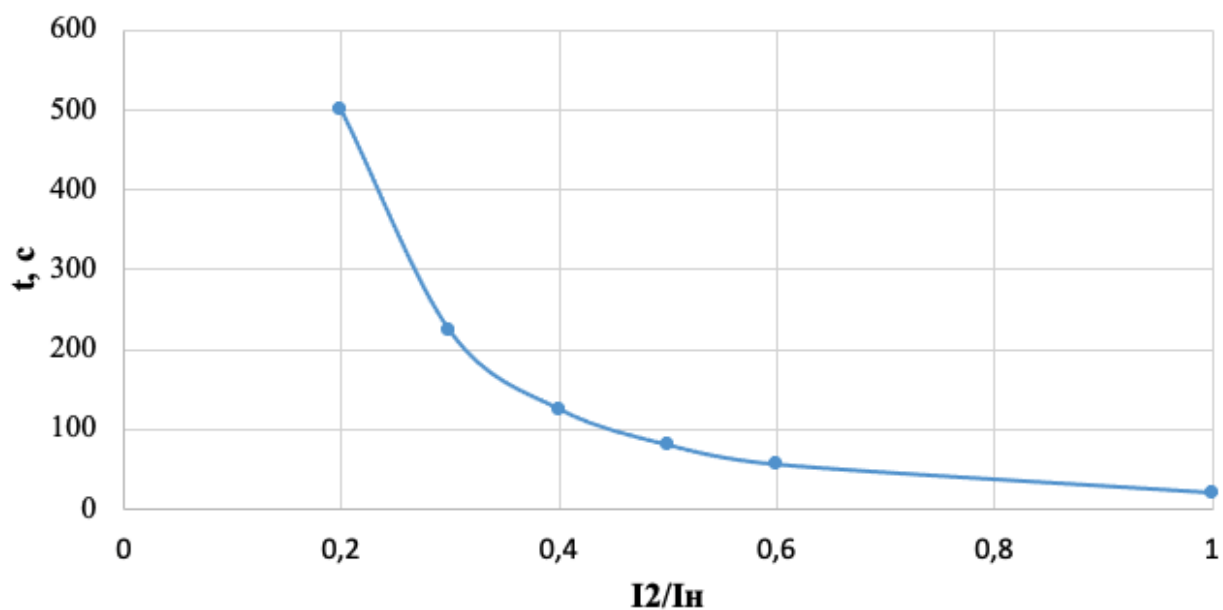


Рисунок Д.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

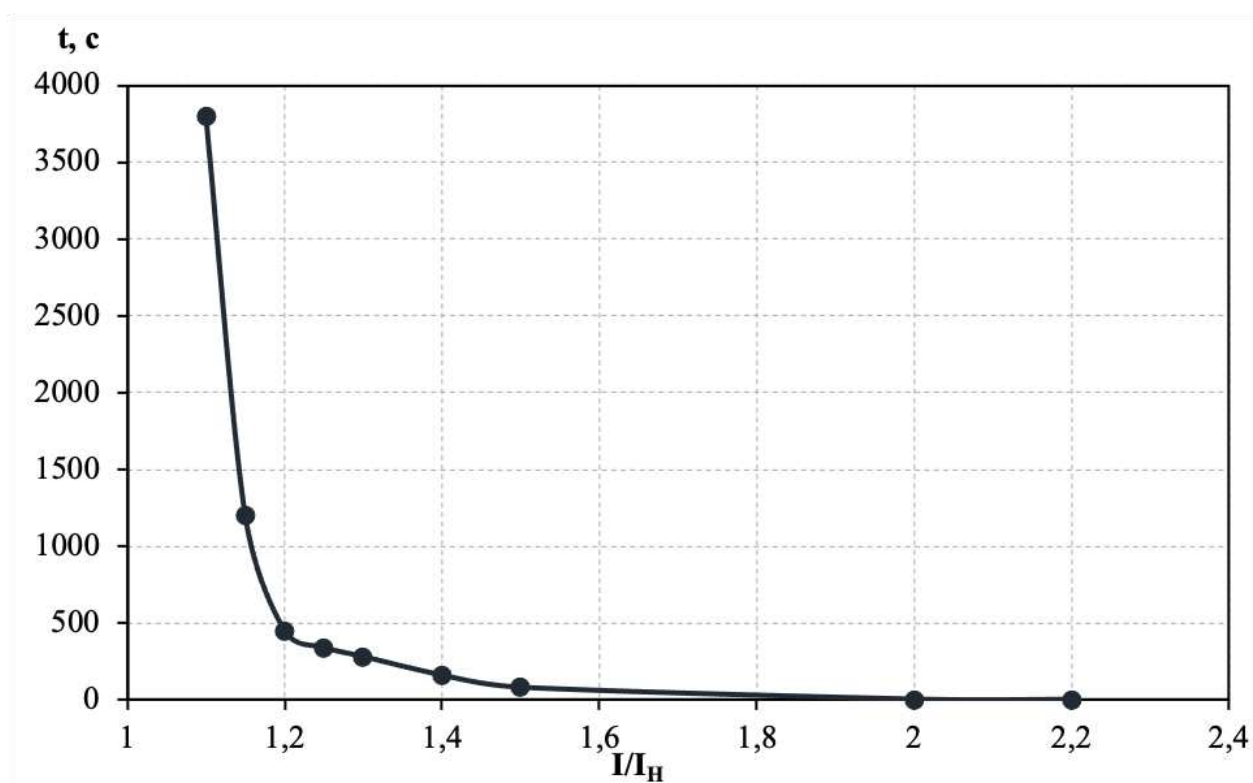


Рисунок Д.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

Окончание приложения Д

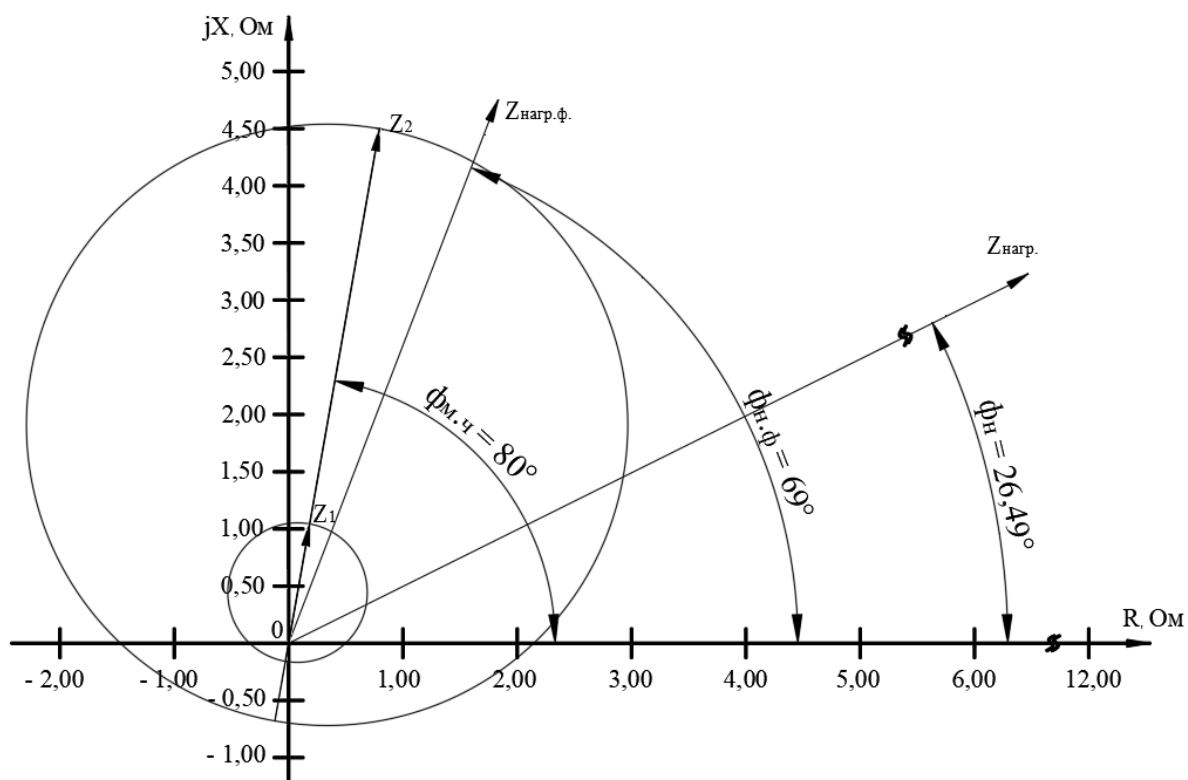


Рисунок Д.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

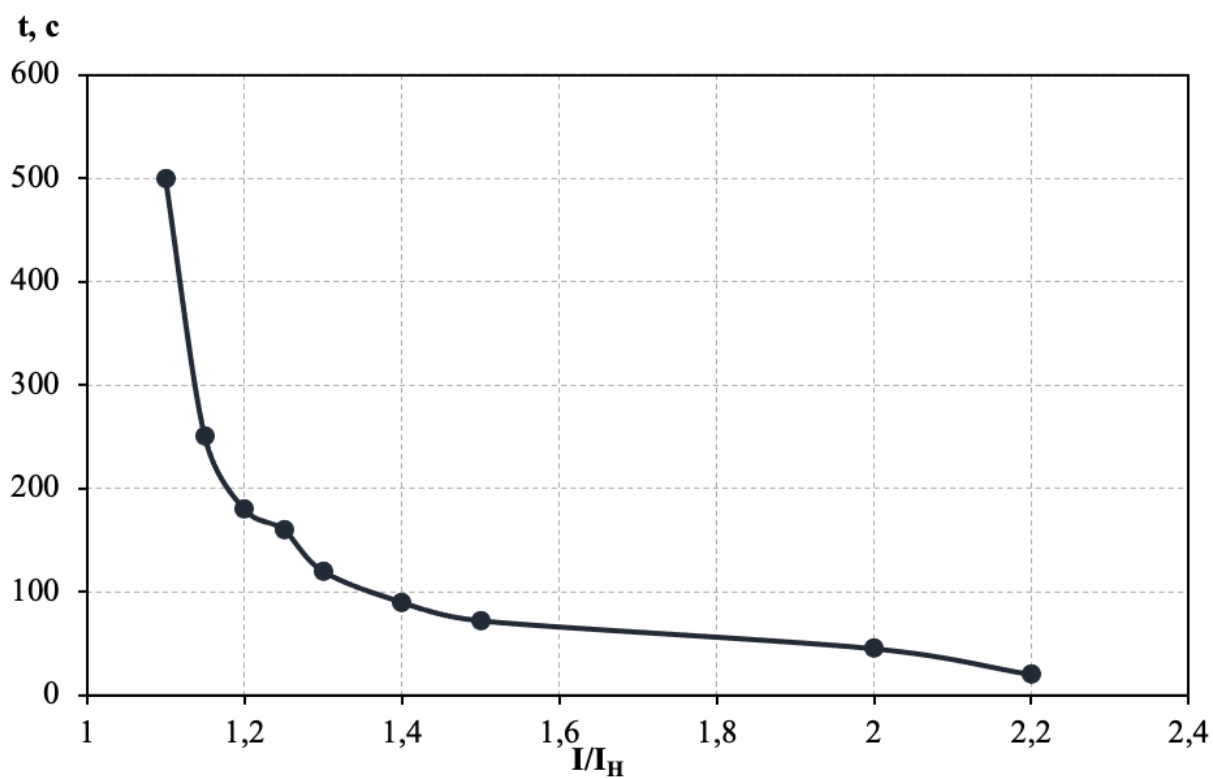


Рисунок Д.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Компоновка сооружения и гидроузла

Таблица Е.1 – Координаты для построения профиля

X^*	Y^*	X^*	Y^*
0,0	0,56	9,5	6,16
0,5	0,16	9,9	6,78
0,9	0,03	10,4	7,43
1,4	0,00	10,8	8,10
1,8	0,02	11,3	8,82
2,3	0,12	11,7	9,54
2,7	0,27	12,2	10,30
3,2	0,45	12,6	11,07
3,6	0,65	13,1	11,88
4,1	0,89	13,5	12,70
4,5	1,15	14,0	13,55
5,0	1,44	14,4	14,43
5,4	1,77	14,9	15,32
5,9	2,13	15,3	16,24
6,3	2,53	15,8	17,18
6,8	2,97	16,2	18,13
7,2	3,43	16,7	19,12
7,7	3,92	17,1	20,11
8,1	4,44	17,6	21,14
8,6	4,98	18,0	22,22

Таблица Е.2 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	Y_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН · м
T_B	1,0	→	13882,33	17,73	246179,47
T_H	1,0	←	66,06	1,32	-87,42
G_6	0,95	↓	10480,20	8,58	-89904,44
$G_{пл}$	0,95	↓	17632,71	5,62	-99053,51
$W_{взв}$	1,0	↑	1340,74	0,00	0,00
$W_{ф}$	1,0	↑	3062,30	10,14	31048,09
E_H	1,2	→	11,77	3,27	38,48
$W_{волн}$	1,0	→	5,87	52,38	307,65
q_3	0,9	↓	14,68	16,40	-240,76
-	-	$\Sigma \downarrow \uparrow$	23724,55	ΣM	88287,56

Таблица Е.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-255,10	-1019,04
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-521,892	-166,23
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	357,80
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-255,10	-36,00
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-521,892	-1149,27

Окончание приложения Е

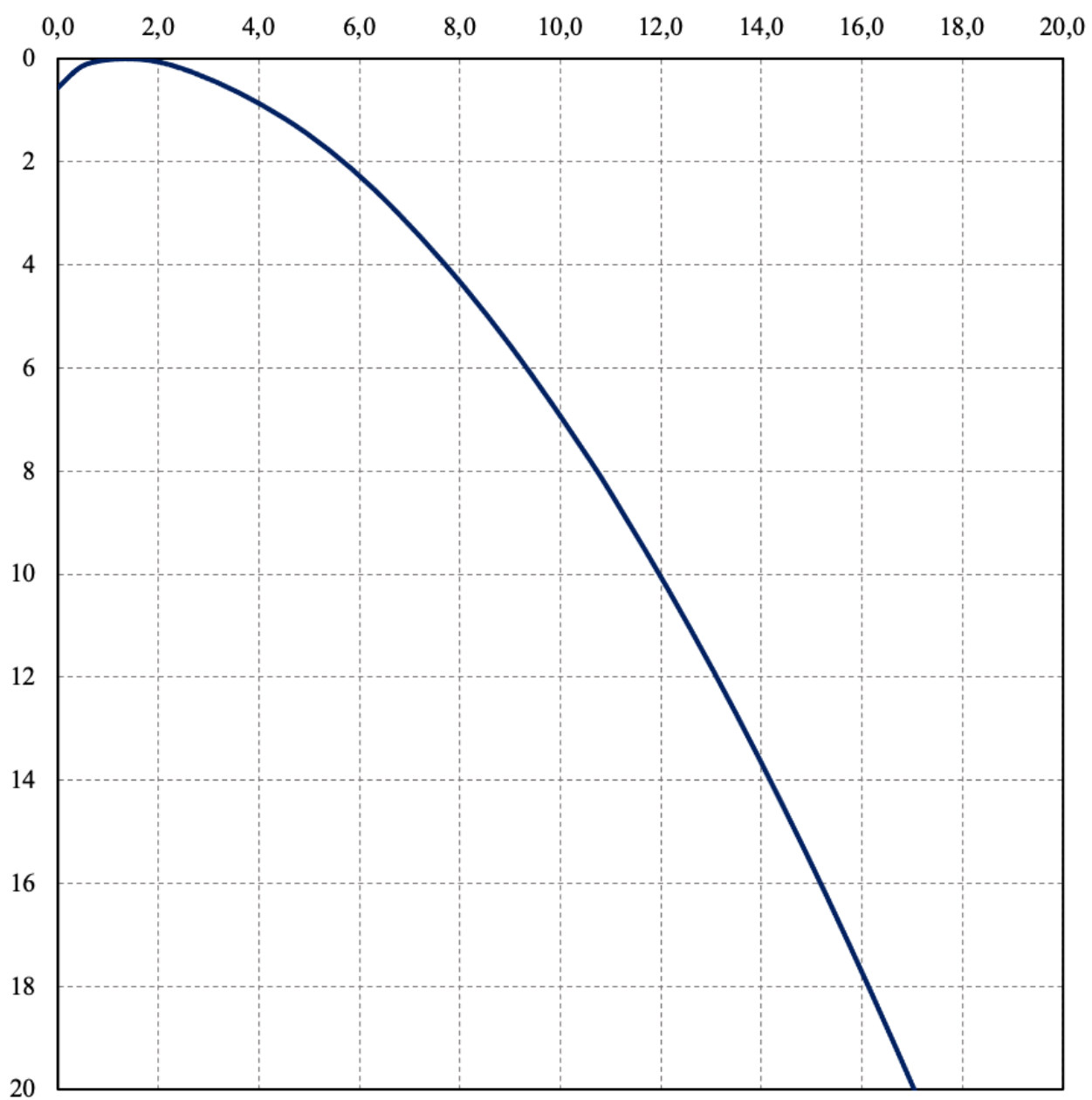


Рисунок Е.1 – Профиль А

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	282,0	282,0	282,0	282,0	282,0
Число часов использования установленной мощности	Часы	6183	6183	6183	6183	6183
Выработка электроэнергии	МВт · ч	145300,5	145300,5	145300,5	145300,5	145300,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт · ч	1453,01	1453,01	1453,01	1453,01	1453,01
Объём реализации электроэнергии	МВт · ч	143847,5	143847,5	143847,5	143847,5	143847,5
Тариф на электроэнергию	руб./МВт · ч	1214,60	1259,52	1303,27	1345,80	1389,23
Выручка от реализации электроэнергии	млн. руб.	174,7	181,1	187,4	193,5	199,8
НДС к выручке	млн. руб.	26,6	27,6	28,5	29,5	30,4

Таблица Ж.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	71,90
Прочие	274,0	139,10
Итого по ГЭС	–	211,10

Таблица Ж.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)		
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25
От 100 до 399	0,060%	0,090%	0,140%

Таблица Ж.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб./МВт	38,10
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./ МВт · ч	2,60
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс.руб./ МВт · ч	0,70
Итого	–	41,60

Продолжение приложения Ж

Таблица Ж.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб.	87,3	95,1	68,2	105,7	109,8
Расходы на страхование, млн.руб.	18,3	22,6	34,0	70,9	71,9
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	358,3	358,3	358,3	358,3	358,3
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,1	1,3	3,1	6,5	6,7
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6
Налог на воду, млн.руб.	10,7	11,6	11,6	11,6	11,6
Итого, млн.руб.	517,4	530,9	517,1	594,9	600,3

Таблица Ж.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2034	2035	2036	2037	2038
Налог на прибыль, млн.руб.	541,9	565,2	588,9	613,4	638,8
НДС, млн.руб.	387,5	704,3	726,9	750,4	774,8
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
Налог на имущество, млн.руб.	410,3	405,2	400,0	394,9	389,7
Итого, млн.руб.	541,9	565,2	588,9	613,4	638,8

Таблица Ж.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2034	2035	2036	2037	2038
Выручка (нетто), млн.руб.	3419,7	3530,9	3644,2	3761,9	3884,2
Текущие расходы, млн.руб.	851,4	848,8	846,4	854,0	851,7
ЕВИТДА (валовая прибыль), млн.руб.	3408,1	3519,2	3632,5	3750,2	3872,5
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	2720,2	2836,8	2955,3	3078,2	3205,6
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	544,1	567,3	591,1	615,6	641,1
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	2176,2	2269,5	2364,2	2462,5	2564,5
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

Продолжение приложения Ж

Таблица Ж.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Унгутская ГЭС на реке Мана»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости – РВ, мес.	148
Чистый приведённый доход – NPV, млн.руб.	1166,4
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,13
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	12,63
Себестоимость электрической энергии, руб./ кВт · ч	0,35
Удельные капиталовложения, руб./ кВт	85392,1

Таблица Ж.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
В федеральный бюджет, млн.руб.	840,7	474,1	518,6	541,6	951,6
В региональный бюджет, млн.руб.	192,6	468,1	420,7	415,5	410,3
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	1033,4	942,2	939,3	957,2	1362,1

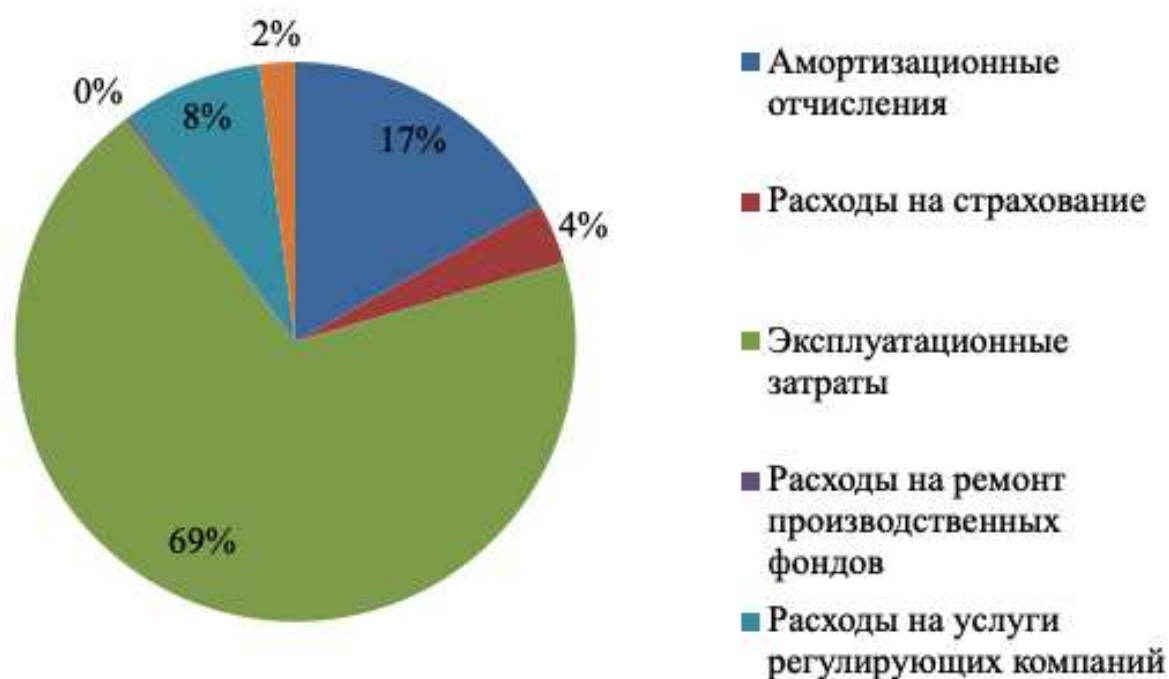


Рисунок Ж.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Окончание приложения Ж



Рисунок Ж.2 – Укрупнённые этапы реализации проекта

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Пляска проводов на воздушных линиях электропередачи и способы борьбы с ней

Таблица И.1 – Основные геометрические размеры ограничителей

Марка ограничителя	Диаметр провода \ каната на которые устанавливается ограничитель, мм	Марка зажима для провода \ каната	Диапазон частот для данного типа провода и каната, Гц	Основные параметры ограничителя			
				d, мм	D, мм	R, мм	Масса грузов, кг
ОГК-1,0-9,1	7,8-21	1	12-70	9,1	14	75	0,5
ОГК-3,0-11	7,8-21\21,1-28	1\2	10-55	11	18	100	1,5
ОГК-5,0-13	22,1-28\28,1-38	2\3	8-50	11	24	100	2,5
ОГК-7,0-13	28,1-38	3	5-35	13	28	100	3,5

Таблица И.2 – Длина пролёта, в зависимости от типа ограничителя

Марка провода	Марка ограничителя	Длина пролёта при рекомендуемом количестве ограничителей в пролёте, м				
		1	2	3	4	5
АС-50/8	ОГК-1,0-9,1	70-120	120-190	190-250	-	-
АС-70/11						
АС-95/16	ОГК-3,0-11	70-120	120-190	190-250	250-310	310-360
АС-70/72						
АС-120/19						
АС-120/27						
АС-150/19						
АС-150/24						
АС-150/34	ОГК-5,0-13	80-140	140-210	210-280	280-350	350-420
АС-185/24						
АС-185/29						
АС-185/43						
АС-205/27						
АС-240/32						
АС-240/30	ОГК-7,0-13	100-190	190-280	280-370	370-450	450-570
АС-240/56						
АС-300/39						
АС-300/48						
АС-300/66						
АС-300/67						
АС-300/30						

Продолжение приложения И

Окончание таблицы И.2

Марка провода	Марка ограничителя	Длина пролёта при рекомендуемом количестве ограничителей в пролёте, м				
		1	2	3	4	5
АС-330/43	ОГК-7,0-13	120-200	200-290	290-380	380-470	470-600
АС-400/18						
АС-400/22						
АС-400/51						
АС-400/64						
АС-500/26						
АС-500/27						
АС-500/64						

Таблица И.1 – Места установки ограничителей

Количество ограничителей в пролёте	Места установки ограничителей в долях длины пролёта				
	1-й ограничитель	2 ограничитель	3 ограничитель	4 ограничитель	5 ограничитель
1	10/23	-	-	-	-
2	9/23	16/23	-	-	-
3	3/23	10/23	16/23	-	-
4	3/23	9/23	13/23	16/23	-
5	3/23	7/23	10/23	15/23	19/23



Рисунок И.1 Виброгасители

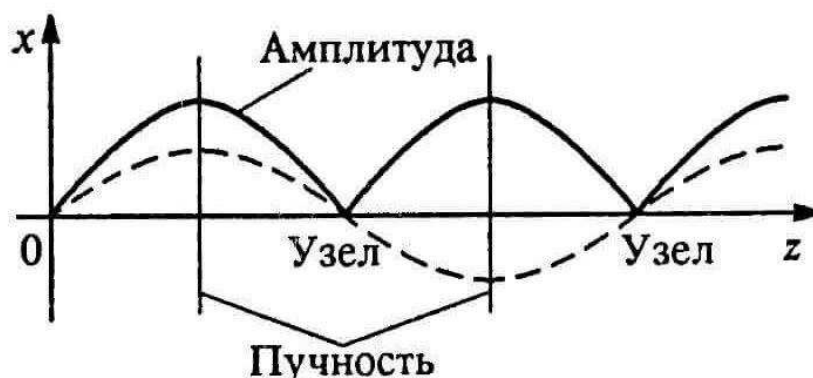


Рисунок И.2 – Колебание провода

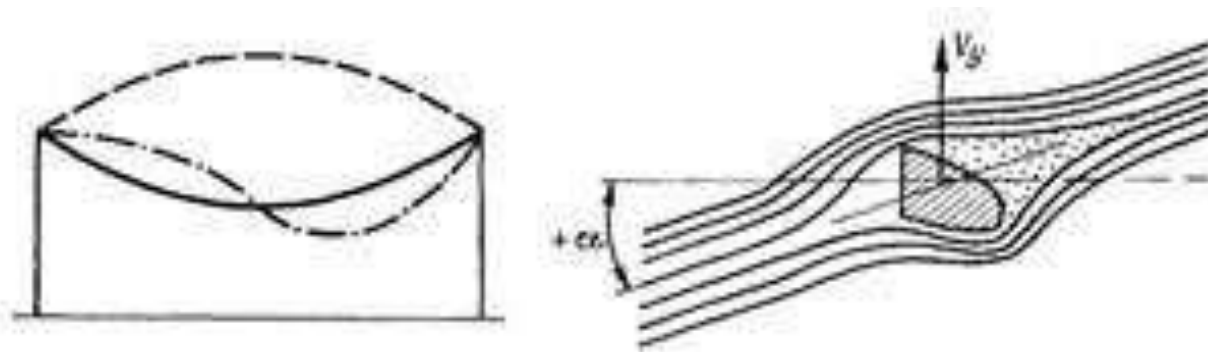


Рисунок И.3 – Пляска провода

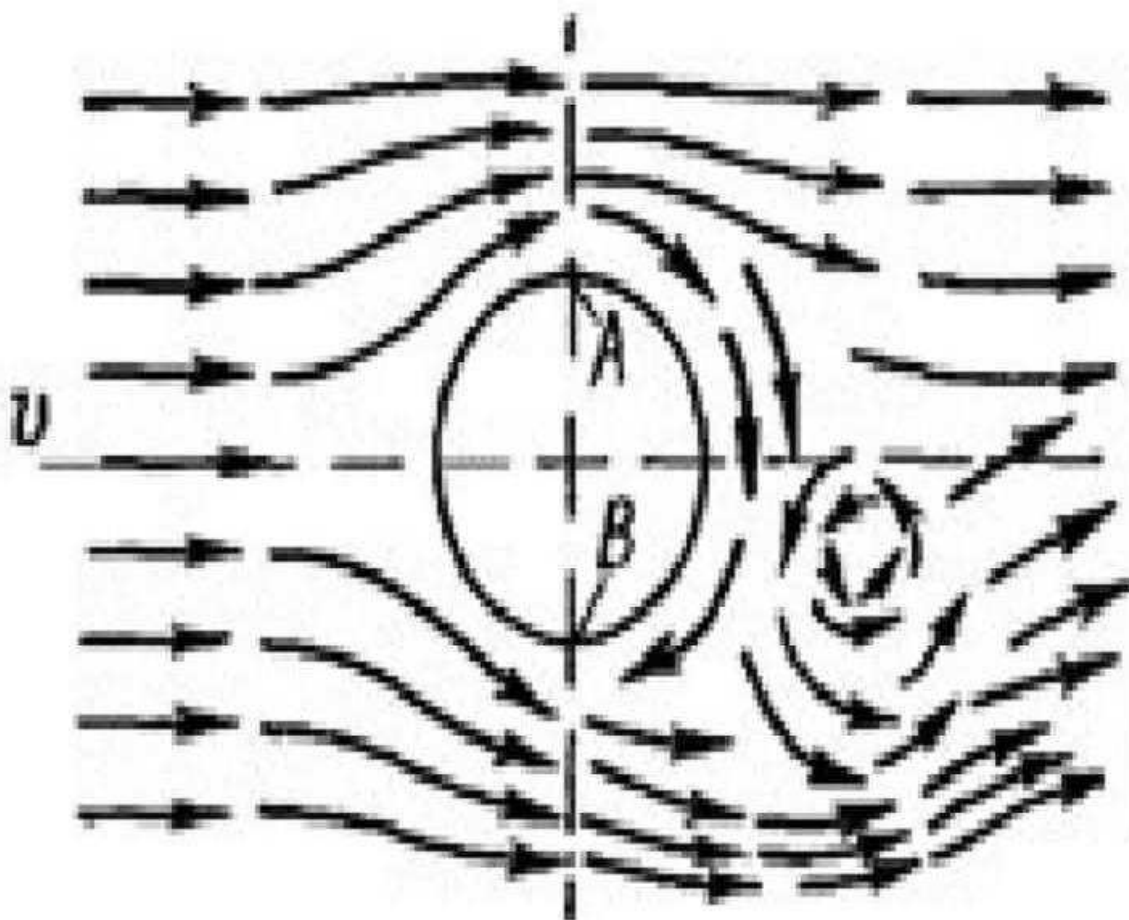


Рисунок И.4 – Воздействие воздуха на провод

Продолжение приложения И

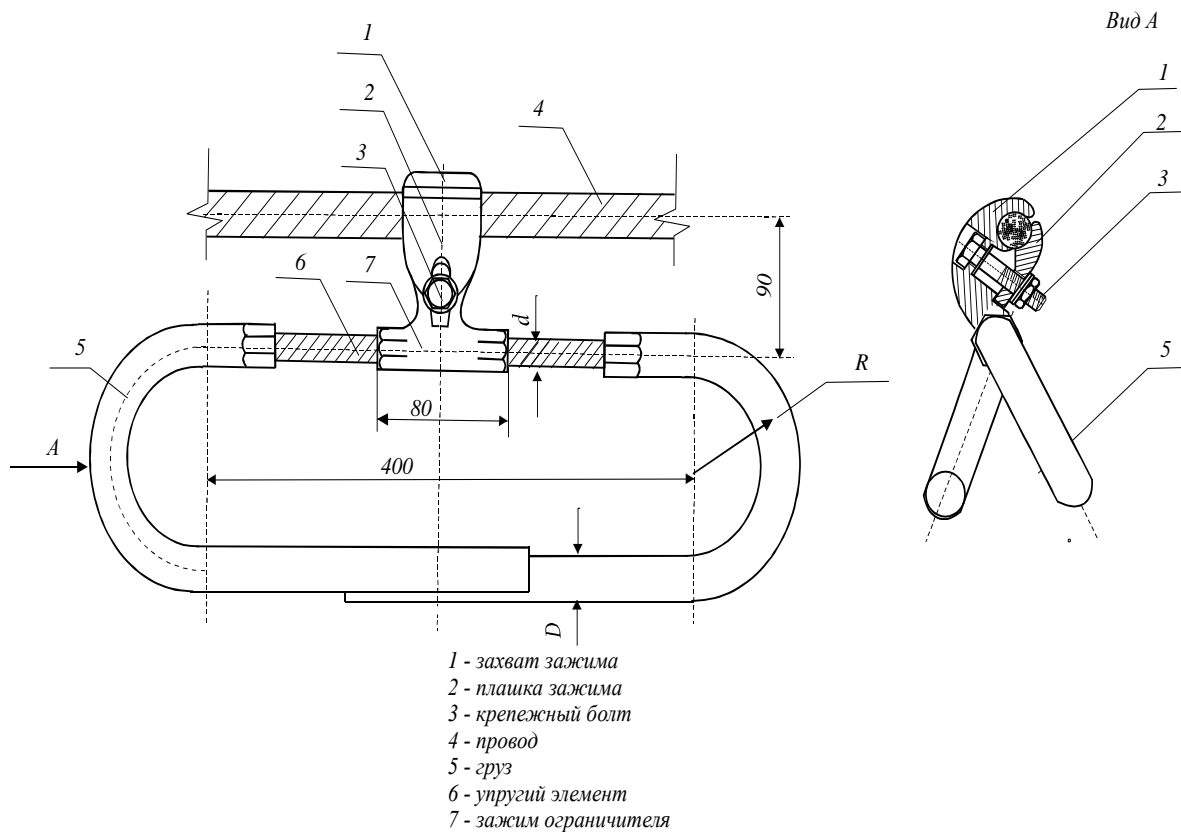
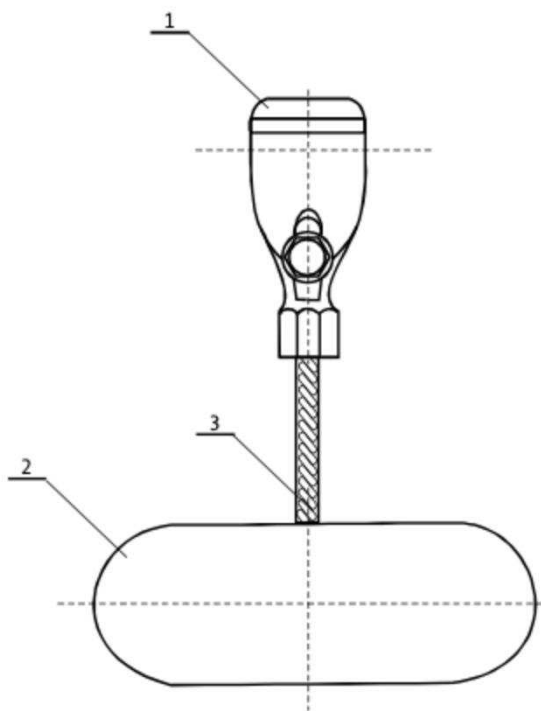


Рисунок И.5 – Ограничитель гололёдообразования и колебаний проводов и тросов ВЛ



1 – зажим гасителя; 2 – груз; 3 – упругий элемент

Рисунок И.6 – Гаситель пляски типа ГПП для расщеплённой фазы на два провода

Продолжение приложения И

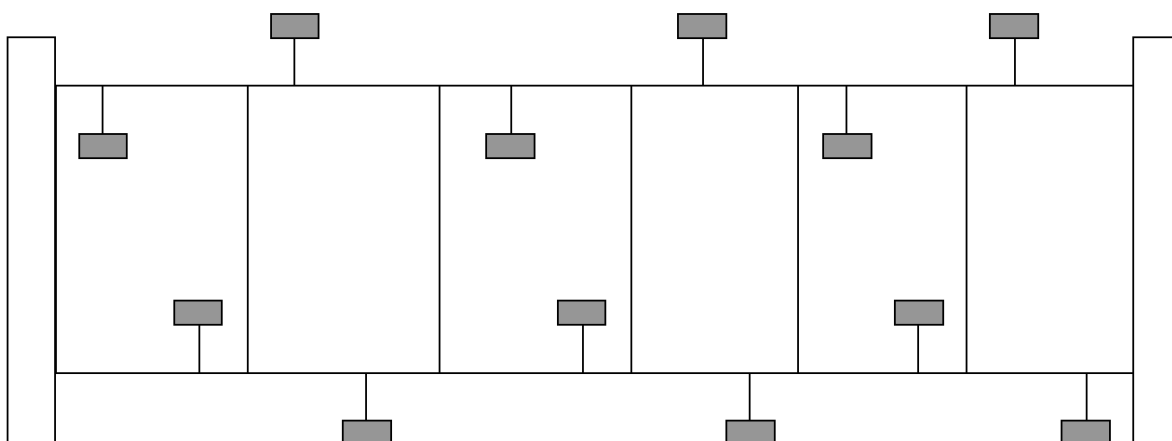


Рисунок И.7 – Схема установки гасителей пляски типа ГПП

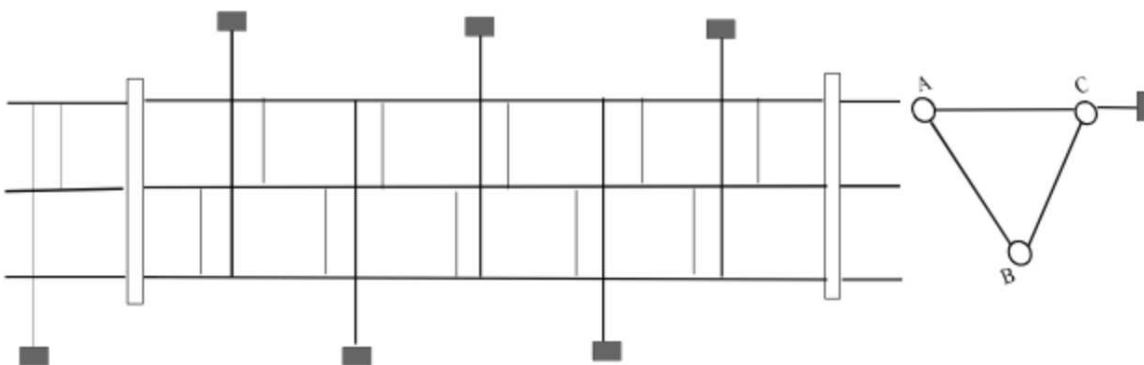
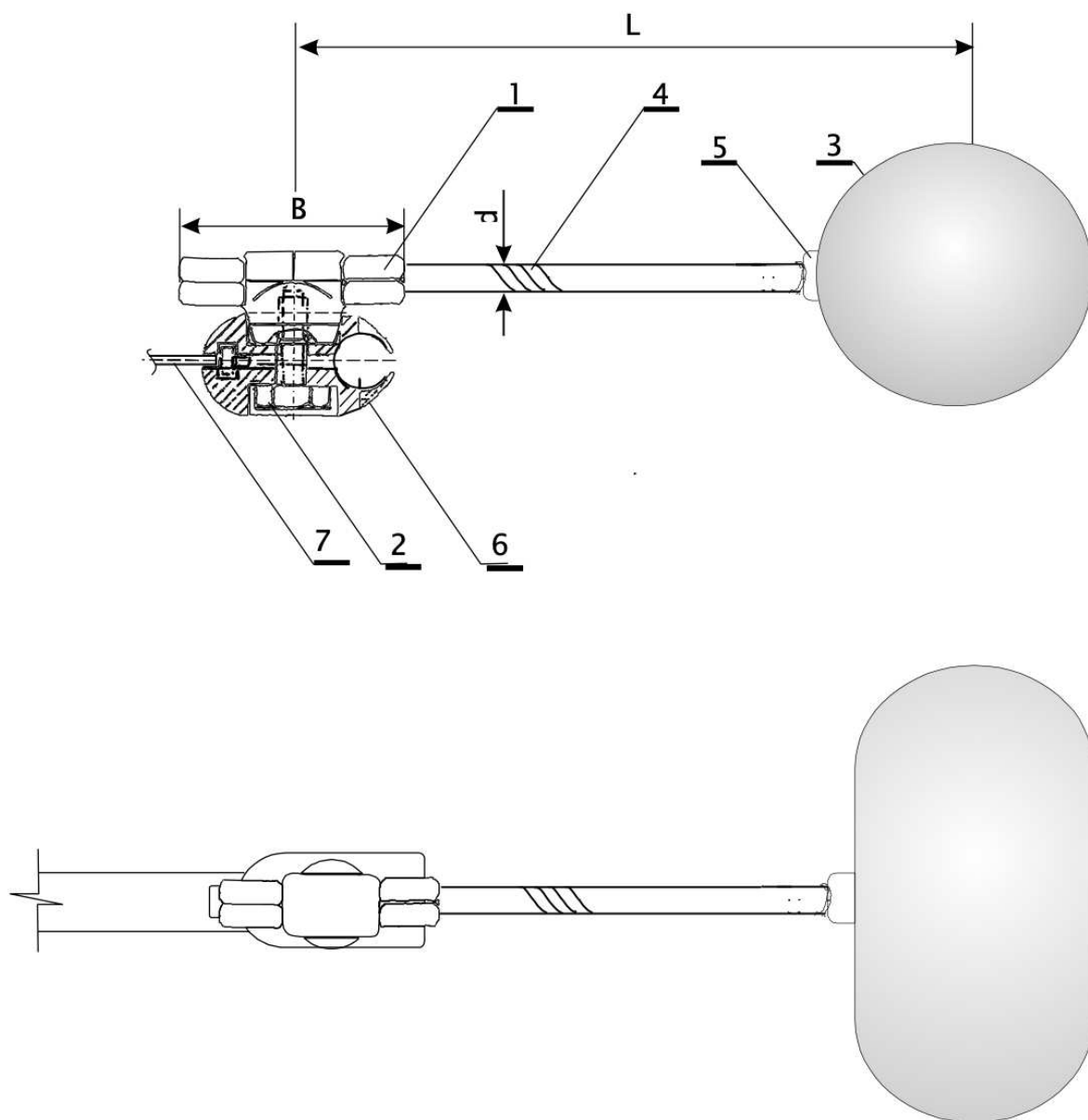


Рисунок И.8 – Схема установки гасителей пляски типа ГПР

Окончание приложения И



1 – зажим; 2 – установочный болт; 3 – груз; 4 – рычаг; 5 – втулка гасителя; 6 – плашка распорки РГН; 7 – тяга распорки РГН

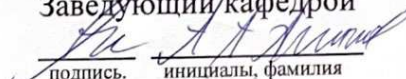
Рисунок И.9 – Гаситель пляски типа ГПР для расщеплённой фазы на три провода

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 УНГУТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАНА.ПЛЯСКА
ПРОВОДОВ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И
СПОСОБЫ БОРЬБЫ С НЕЙ

тема

Руководитель


подпись, дата

канд. техн. наук,
доцент кафедры ГГЭЭС

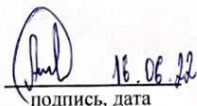
Саяно-Шушенского филиала СФУ

должность

Л.С. Мышкина

инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

А.В. Кондель

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Унгутской ГЭС на реке Мана. Пляска проводов на воздушных линиях электропередачи и способы борьбы с ней».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 09.06.22 Е.И. Зайцева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

А.В. Масленников
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

А.А. Арзамас
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

М.С. Вармахиш
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

О.В. Захарова
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

В.И. Татариш
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Н.В. Лебедева
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.В. Манасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

К.П. Сивилин
подпись, дата инициалы, фамилия