

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал
институт

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.А. Андрияс
подпись инициалы, фамилия
«___» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство
код - наименование направления

Проектирование Нижне-Ангарского гидроузла на реке Ангара. Разрушение
подходных выработок подземного комплекса. Способы выполнения
ремонтных работ.

тема

Руководитель _____
подпись, дата должность, ученая степень

В.Б. Затеев
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

С.Н. Котенков
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование
Нижне-Ангарского гидроузла на реке Ангара. Разрушение подходных
выработок подземного комплекса. Способы выполнения ремонтных работ».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя

подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата инициалы, фамилия

Организация и производство
гидротехнических работ

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

Студенту Котенкову Сергею Николаевичу.

Группа ЗСБ15-01. Направление 08.03.01 Строительство.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Нижне-Ангарского гидроузла на реке Ангара. Разрушение подходных выработок подземного комплекса. Способы выполнения ремонтных работ».

Утверждена приказом по университету № 188/19-С от 25.10.2019 г.

Руководитель ВКР В.Б. Затеев, кандидат технических наук, доцент кафедры ГТС и ГМ.

Исходные данные для ВКР: 1) топографическая основа в створе гидроузла; 2) гидрологические данные; 3) инженерно-геологические характеристики; 4) сейсмичность района строительства; 5) характеристика электроэнергетической системы.

Перечень разделов ВКР: 1) Общая часть; 2) Водно-энергетические расчёты; 3) Основное и вспомогательное оборудование; 4) Компоновка и сооружения гидроузла; 5) Организация и производство гидротехнических работ; 6) Охрана труда и пожарная безопасность. Охрана окружающей среды; 8) Техно-экономические показатели; 9) Разрушение подходных выработок подземного комплекса. Способы выполнения ремонтных работ.

Перечень графического материала: выбор установленной мощности Нижне-Ангарской ГЭС; поперечный разрез по станционной части Нижне-Ангарской ГЭС; эпюры напряжений и нагрузок на водосливную плотину; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине Нижне-Ангарской ГЭС. План водосливной плотины; генеральный план Нижне-Ангарской ГЭС. Вид с верхнего бьефа. Экспликация зданий и сооружений; Организация строительства. Вид с верхнего бьефа. Экспликация зданий и сооружений; Календарный план Нижне-Ангарской ГЭС.

Руководитель ВКР

подпись

В.Б. Затеев

Задание принял к исполнению

подпись

С.Н. Котенков

« ____ » _____ 2020 г.

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ НИЖНЕ-АНГАРСКОЙ ГЭС.....	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Природные условия.....	10
1.1.1 Климат	10
1.1.2 Гидрологические данные.....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	12
1.1.4 Сейсмические условия.....	12
1.2 Данные по энергосистеме.....	13
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	14
2 Водно-энергетические расчёты	15
2.1. Исходные данные	15
2.2 Выбор установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов.....	15
2.2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года.....	15
2.2.2 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН энергосистемы	19
2.2.3 Построение годовых графиков максимальной и средней мощностей	21
2.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требования ВХК.....	22
2.4 Баланс энергии.....	23
2.5 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по маловодному году.....	23
2.6 Определение установленной мощности ГЭС, баланс мощностей.....	24
2.7 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году, определение средней многолетней выработки	26
2.8 Построение режимного поля.....	26
3 Выбор основного энергетического оборудования.....	28
3.1 Выбор системы и количества агрегатов	28
3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы	33
3.3 Гидромеханический расчет и построение металлической спиральной камеры.	34
3.4 Расчет деталей и узлов гидротурбины.....	36
3.5 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки.....	37
3.6 Выбор электрогидравлического регулятора	37
3.7 Выбор типа серийного гидрогенератора	38
4 Состав и компоновка сооружений.....	39
4.1 Состав и компоновка гидроузла	39
4.2 Проектирование водосливной плотины.....	39
4.3 Определение отметки гребня плотины	39
4.4 Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины и глубинного водосброса.....	42

4.4.1	Определение ширины водосливного фронта	42
4.4.2	Определение отметки гребня водослива	44
4.4.3	Проверка на пропуск поверочного расхода	46
4.4.4	Построение профиля водосливной грани	47
4.4.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	47
4.4.6	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	449
4.4.7	Пропуск расхода через глубинные водосбросы.....	51
4.5	Конструирование плотины.....	53
4.5.1	Определение ширины подошвы плотины	53
4.5.2	Разрезка бетонной плотины швами.....	54
4.5.3	Быки.....	54
4.5.4	Устои	55
4.5.5	Основные размеры цементационной завесы.....	55
4.5.6	Основные размеры дренажа в основании плотины.....	56
4.5.7	Галереи в теле плотины	56
4.5.8	Дренаж в теле плотины.....	56
4.6	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	57
4.6.1	Определение основных нагрузок на плотину	57
4.6.1.1	Вес сооружения	57
4.6.1.2	Сила гидростатического давления воды.....	58
4.6.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления	58
4.6.1.4	Сила фильтрационного давления	58
4.6.1.5	Давление наносов.....	59
4.6.1.6	Волновое давление.....	60
4.6.2	Расчет прочности плотины.....	61
4.6.2.1	Определение напряжений	61
4.6.2.2	Критерии прочности плотины	63
4.6.2.3	Расчет устойчивости плотины	64
5	Организация и производство гидротехнических работ	66
5.1	Гидрологические данные.....	66
5.2	Компоновка гидроузла и состав сооружений.....	67
5.3	Организация строительства	67
5.3.1	Разбивка сооружения на периоды и этапы возведения.....	67
5.4	I этап строительства (возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла).....	68
5.4.1	Гидравлический расчет пропуска строительных расходов I очереди через стесненное русло	69
5.4.2	Возведение сооружения до перекрытия русла: Отсыпка перемычек (ВП, НП, ПП), откачка воды из котлована 1 очереди.	71
5.4.3	Водопонижение	72
5.5	Пропуск строительных расходов II очереди	72
5.5.1	Гидравлический расчет пропуска строительных расходов II очереди через донные отверстия в водосбросе.....	72
5.5.2	Определение расчетной отметки порога донных отверстий.....	72

5.5.3	Определение количества отверстий строительного периода для пропуска максимального строительного расхода	73
5.5.4	Определение отметок гребня перемычек II очереди.....	74
5.6	Буровзрывные работы.....	75
5.7	Земляные работы.....	76
5.8	Производство бетонных работ.....	77
5.9	Опалубочные работы	78
5.10	Арматурные работы	79
5.11	Время выполнения бетонных работ	79
5.12	Приготовление бетонной смеси.....	80
5.13	Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию	81
5.14	Подготовка оснований блоков	81
5.15	Уплотнение бетонной смеси	82
5.16	Производство бетонных работ в зимних условиях	83
5.17	Уход за бетоном	84
5.18	Второй этап строительства - перекрытие русла.....	85
5.18.1	Отсыпка банкета для перекрытия реки.....	86
5.19	Третий этап строительства – наращивание сооружений до отметок для начала наполнения водохранилища	86
5.19.1	Разработка котлована II очереди	87
5.19.2	Бетонные работы в нижней части II очереди.....	87
5.19.3	Возведение грунтовой плотины	87
5.20	Четвертый этап строительства.....	87
5.21	Пятый этап строительства.....	87
6	Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы	90
6.1	Охрана труда.....	90
6.2	Пожарная безопасность	93
6.3	Охрана природы	95
6.3.1	Общие положения	95
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Нижне-Ангарского ГУ	97
7.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	97
7.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	101
7.2.1	Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период.....	100
7.3	Отходы, образующиеся при строительстве.....	101
7.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	101
8	Оценка объемов продаж	103
8.1	Текущие расходы по гидроузлу.....	103
8.2	Налоговые расходы.....	106
8.3	Оценка суммы прибыли.....	107

8.4 Оценка инвестиционного проекта.....	108
8.4.1 Методология и исходные данные.....	108
8.4.2 Показатели коммерческой эффективности проекта.....	109
9 Способы укрепления свода подходной выработки № 8 здания ГЭС Колымской ГЭС.....	110
9.1 Основные параметры выработки № 8. Существующее состояние свода подходной выработки №8	110
9.2 Крепление свода выработки.....	110
9.3 Проектные решения по реконструкции свода подходной № 8 для нужд филиала "Колымская ГЭС имени Фриштера Ю.И." ПАО "Колымаэнерго".....	115
9.3.1 Набрызгбетонная крепь	115
9.3.2 Монолитная железобетонная обделка	119
9.3.3 Общие подготовительные работы	90
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	122
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	124
ПРИЛОЖЕНИЯ А-В	126

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ НИЖНЕ-АНГАРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Ангара;
2. Местонахождение ГЭС Иркутская область;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднегодовое.....4257 м³/с;
 - б) всех турбин.....4632 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1%.....6440 м³/с;
0,01%6974 м³/с;
 - г) минимальный.....800 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока.....годовой;
 - б) отметка: НПУ465 м;
ФПУ.....466 м;
УМО454 м;
 - в) объемы: полный 54,93 км³;
полезный 19,72 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 67,8 м;
 - б) расчетный55,1 м;
 - в) минимальный43,6 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность: установленная 2342 МВт;
гарантированная 1716 МВт;
 - б) среднегодовая выработка энергии..... 16,8 млрд. кВт·ч;
8. Плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая каменно-набросная..... 487,1 м / 85,4 м;
 - б) бетонная станционная 360,0 м / 85,4 м;
 - в) бетонная водосливная 33,0 м / 85,4 м;
 - г) секция донного водосброса 24,0 м / 85,4 м;
 - г) левобережная глухая каменно-набросная 995,9 м / 85,4 м;
9. Водосбросные сооружения
 - а) тип..... поверхностный водосброс;
 - б) число и размер пролетов..... 3 пролета по 8 м;
 - в) общая длина.....33 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 8;
 - б) грунты в основании диорит;
 - в) тип спиральной камеры..... металлическая;
 - г) тип отсасывающей трубы..... изогнутая;
11. Основное оборудование:
 - а) тип турбины..... ПЛД70-В-800;

- б) тип генератора..... СВ-1200/160-56;
 - в) мощность генератора..... 350 МВт;
 - г) частота вращения 107,1 об/мин;
12. Техничко-экономические показатели:
- а) срок окупаемости 8 лет 7 месяцев;
 - б) удельные капиталовложения.....70025,6 руб./кВт;
 - в) себестоимость энергии..... 18 коп/кВт·ч.

ВВЕДЕНИЕ

Цивилизованное общество невозможно представить без энергетической отрасли. Современные города полностью зависят от снабжения электрической энергией. Так при выходе из строя генерирующих мощностей или распределительных сетей, тысячи людей могут оказаться без элементарных средств обеспечения жизнедеятельности: водоснабжения, отопления, канализации, освещения. Также такие аварии могут нанести экономике страны значительный ущерб. Энергетика XXI века должна надёжно и бесперебойно обеспечивать потребителя электрической энергией, при этом поддерживать качественные показатели энергии на высоком уровне.

Все вышеперечисленные условия показывают, что к проектированию, строительству и эксплуатации энергетических объектов нужно подходить с высокой ответственностью, компетенцией и максимально использовать новые разработки и достижения науки.

С развитием технологий требуется всё большее количество электроэнергии, причём она должна быть как можно более дешёвая. Кроме того, в последнее время всё больше проявляется интерес к возобновляемым источникам энергии. Поэтому самым удобным видом электростанций с низкой себестоимостью электроэнергии на сегодняшний день неоспоримо являются гидроэлектростанции. В последнее время одним из важнейших плюсов гидроэлектростанций становится её экологическая чистота.

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

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Ангара начинается из озера Байкала потоком шириной 1,1 км и течёт сначала в северном направлении. Длина реки - 1779 км. Площадь водосборного бассейна составляет 1039000 км².

1.1 Природные условия

В створе проектируемой Нижне-Ангарской ГЭС водосборная площадь представляет холмистую местность, верхняя часть которой достигает высоты 260 м. Питание Ангара получает из оз. Байкал. Регулятором расходов воды является Иркутское водохранилище. Ниже Ангара питается за счет вод притоков, роль которых увеличивается к устью. Зимой питание Ангара происходит главным образом за счет вод Байкала, так как грунтовое питание притоков незначительное.

Средний многолетний расход воды в истоке Ангара составляет 1950 м³/с, у Падуна — 3000 м³/с, в устье — 4500 м³/с (за счет притоков). Расходы воды в Ангаре в течение года остаются всегда высокими, что очень важно для энергетики.

1.1.1 Климат

Прибайкалье характеризуется резко континентальным климатом с тёплым летом, большой сухостью и безоблачностью, с очень морозной, бесснежной зимой, инверсиями температур, наличием вечной мерзлоты. Температуры января-февраля от -15°С до -25°С; июля от +17°С до +22°С. Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки составляет -33°С.

1.1.2 Гидрологические данные

Ангара – река в Восточной Сибири, самый крупный правый приток Енисея, единственная река, вытекающая из озера Байкал. Длина – 1779 км. Площадь бассейна – 1 039 000 км². Ангара начинается из Байкала потоком шириной 1,1 км и течёт сначала в северном направлении, затем река поворачивает на запад в Красноярский край. Происхождение Ангара связано с характером морфологии долины реки у истока, напоминающем расщелину, ущелье, по которому Ангара вырывается из Байкала.

В приложении А таблице А.1 представлен исходный гидрологический ряд за 50 лет наблюдений для реки Ангара. Каждый год гидрологического ряда представлен в виде средних расходов за каждый месяц

Кривая связи объемов и уровней воды в ВБ водохранилища Нижне-Ангарской ГЭС (рис. 1.1) и ее координаты, представлены в табл. 1.1.

Таблица 1.1 – Координаты кривой связи объемов и уровней воды в ВБ

Z _{вб} , м	V, км ³
390,00	0
413,98	5
429,17	10
438,61	15
444,31	20
448,00	25
450,96	30
453,89	35
457,02	40
460,14	45
462,89	50
465,00	55

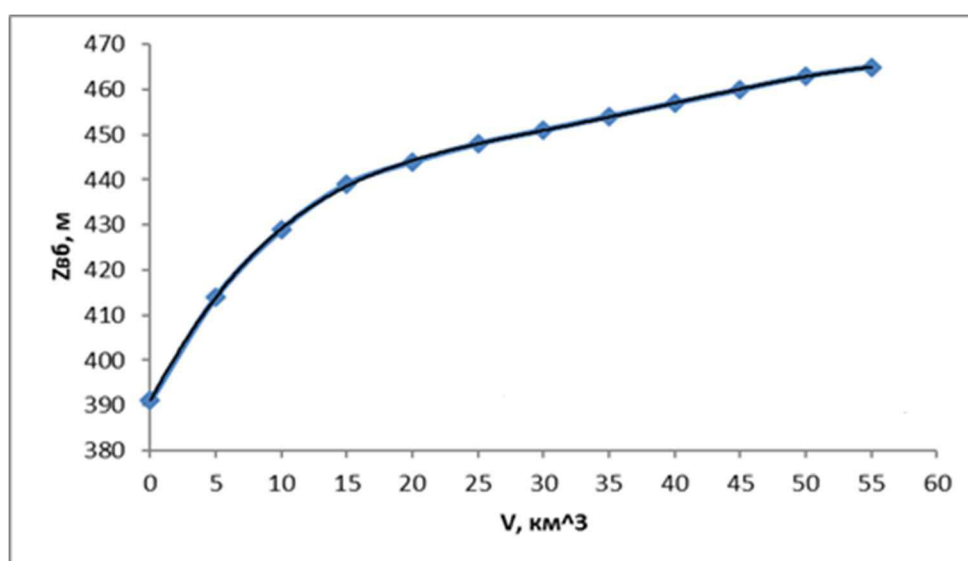


Рисунок 1.1 – График зависимости объемов и уровней в ВБ

Кривая связи расходов и уровней в НБ (рис. 1.2) и ее координаты, представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты кривой связи расходов и уровней в НБ

Летняя		Зимняя	
Z _{нб} , м	Q _{нб} , м ³ /с	Z _{нб} , м	Q _{нб} , м ³ /с
390	0	390	0
396	2572	396	1376
401	6238	401	2832
406	12000	406	5368
411	18856	411	9984
416	27808	416	15680
421	36854	421	22456
426	45996	426	30312

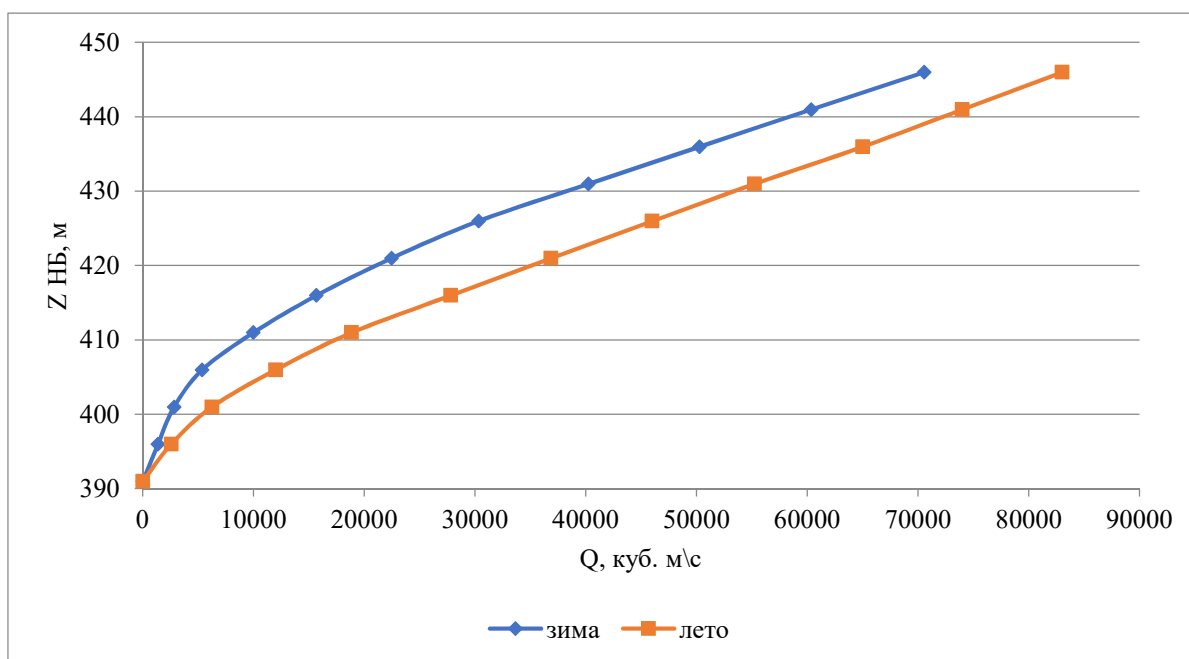


Рисунок 1.2 – График зависимости расходов и уровней в НБ

Значения кривой обеспеченности максимальных расходов для сооружения II класса представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Значения расходов наибольших расходов для сооружений I класса в поперечном случае

P%	0,01	0,1	0,5	1	5	10	20	50	95	97	99	99,9
φ	4,38	3,52	2,86	2,54	1,72	1,31	0,82	- 0,05	- 1,55	- 1,75	- 2,10	- 2,67
M_s	0,64	0,51	0,42	0,37	0,25	0,19	0,12	- 0,01	- 0,23	- 0,25	- 0,31	- 0,39
K_s	1,64	1,51	1,42	1,37	1,25	1,19	1,12	0,99	0,77	0,75	0,69	0,61
$Q_{расч}$	6 974	6 440	6 031	5 833	5 324	5 070	4 766	4 226	3 296	3 172	2 955	2 601

1.1.3 Инженерно-геологические условия

В основании створа Нижне-Ангарской ГЭС залегает диорит. Ширина по створу 1900 метров. Дно находится на отметке 390 метров.

1.1.4 Сейсмические условия

Сейсмический режим на территории Иркутской области оценивается как стабильно не высокий. Расчетная сейсмическая интенсивность в балах MSK-64 в трех степеней сейсмической опасности А (10%), В (5%), С (1%) в течении 50 лет приведены в табл. 1.4.

Таблица 1.4 – Расчетная сейсмическая интенсивность

Наименование субъекта и населенного пункта	Карты ОСР - 2015		
	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>
Иркутская область, п. Аталанка	7	7	8

1.2 Данные по энергосистеме

Данные по энергосистеме берем с сайта системного оператора so-ups.ru.

$\mathcal{E}_{\text{ОДУ}} = 201,21$ млрд кВт·ч; $\mathcal{E}_{\text{РДУ}} = 47,95$ млрд кВт·ч.

Нужны типичные зимние и летние сутки, главное, чтобы они были будничными днями, возьмем 25 декабря и 25 июня 2015 г.,

Данные ОДУ Сибири занесены в таблицу 1.5 и вычисляем коэффициент перехода k :

$$k = \frac{\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}}{\mathcal{E}_{\text{РДУ}}} = \frac{201,21 \text{ млрд кВт}\cdot\text{ч}}{47,95 \text{ млрд кВт}\cdot\text{ч}} = 4,19, \quad (1.1)$$

Т.к. на сайте есть мощность генерации и потребления только по ОДУ Сибири, нужно через формулу прийти к мощности потребления Иркутского РДУ:

$$P_{\text{РДУ}_n} = \frac{P_n[\text{ОДУ}]}{k}, \quad (1.2)$$

Таблица 1.5 – Значения мощностей ОДУ и РДУ

Часы	Р зимы, МВт [ОДУ]	РДУ зимы, МВт	Р лета, МВт [ОДУ]	Р лета, МВт
0	25180	6295	17768	4442
1	25285	6321	17839	4460
2	25898	6475	18165	4541
3	26671	6668	18613	4653
4	27527	6882	19414	4854
5	28333	7083	20246	5062
6	28758	7190	20816	5204

Продолжение таблицы 1.5

Часы	Р зимы, МВт [ОДУ]	РДУ зимы, МВт	Р лета, МВт [ОДУ]	Р лета, МВт
7	28799	7200	21075	5269
8	28592	7148	20958	5240
9	28226	7057	20917	5229
10	28168	7042	20932	5233
11	27842	6961	20947	5237
12	28086	7022	20986	5247
13	28684	7171	20962	5241
14	29155	7289	20860	5215
15	29130	7283	20811	5203
16	28840	7210	20855	5214
17	28438	7110	20962	5241
18	27986	6997	20978	5245
19	27141	6785	20565	5141
20	26318	6580	19894	4974
21	25699	6425	18832	4708
22	25267	6317	18259	4565
23	25023	6256	17889	4472
Ср. потребление		6865		4995

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования в качестве аналогов были выбраны следующие станции:

- Новосибирская ГЭС;
- Зейская ГЭС.

2 Водно-энергетические расчёты

2.1. Исходные данные

- 1) Коэффициент мощности $k_N=8,8$;
- 2) Нагрузочный резерв системы 2%
- 3) Аварийный резерв системы 8%
- 4) Потери напора в подводящих сооружениях $\Delta h = 0,4$ м;
- 5) Санитарный попуск $800 \text{ м}^3/\text{с}$;
- 6) Основными объектами генерации являются Усть-Илимская ГЭС возьмем 30% от ее установленной мощности: $N_{\text{раб}} = 2000 \text{ МВт}$, $\mathcal{E}_{\text{сут}} = 38 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}$; Братская ГЭС 30% от ее мощности: $N_{\text{раб}} = 1700 \text{ МВт}$, $\mathcal{E}_{\text{сут}} = 33,6 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}$, Иркутская ГЭС 30% от ее мощности: $N_{\text{раб}} = 300 \text{ МВт}$, $\mathcal{E}_{\text{сут}} = 7,2 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}$.
- 7) Требования участников ВХК и потери воды определены из условий географического положения реки, ее климатической зоны, свойств основания почв и расположение водозаборных установок в НБ. Данные требования приняты в качестве исходные и представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

Месяцы	Расходы в метрах кубических в секунду											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{ВХК}	1600	1600	1600	1600	3150	3150	3150	3150	3150	1600	1600	1600
Q _{исп}	0	0	0	0	5	3	5	4	2	0	0	0
Q _{лёд}	100	100	100	-300	-300	0	0	0	0	100	100	100
Q _{фил}	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q _{шлюз}	0	0	0	280	1340	1340	1340	1340	1340	1340	0	0

2.2 Выбор установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

2.2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года

Разделим год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья отнесем V - X месяцы; к периоду межени отнесем XI - XII, I - IV месяцы, т.к. те месяцы, в которых расходы превышают среднегодовые значения, мы отнесем к половодью, а те месяцы, где расходы ниже среднегодовых - к межени. Определив границы сезонов, вычисляем средние расходы за год. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

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

где m – порядковый номер расхода в убывающем году;
 n – общее число лет в статистическом году.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаем равным 90%, средневодного – 50%.

Результаты вычисленных и проранжированных значений представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Проранжированные данные в порядке убывания

m	$P, \%$	$Q_{\text{СРЕД.}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{СРЕД.}}$ полов., $\text{м}^3/\text{с}$	Годы.	$Q_{\text{СРЕД.}}$ Межень, $\text{м}^3/\text{с}$	Годы.
1	2	5628	1973	9964	1973	2609	1983
2	3,9	5589	1975	9570	1975	2502	1969
3	5,9	5385	1945	8831	1978	2372	1959
4	7,8	5247	1978	8553	1986	2335	1974
5	9,8	5202	1983	8465	1945	2306	1945
6	11,8	5016	1986	8335	1968	2206	1964
7	13,7	4973	1969	8141	1982	2177	1985
8	15,7	4841	1958	8077	1980	2157	1941
9	17,6	4820	1974	7888	1979	2008	1981
10	19,6	4764	1982	7795	1983	1984	1958
11	21,6	4742	1968	7698	1958	1976	1965
12	23,5	4660	1989	7639	1943	1959	1961
13	25,5	4654	1979	7487	1970	1942	1989
14	27,5	4616	1964	7444	1969	1913	1984
15	29,4	4538	1980	7377	1989	1882	1952
16	31,4	4505	1941	7306	1974	1875	1949
17	33,3	4478	1952	7272	1957	1861	1956
18	35,3	4449	1959	7075	1952	1729	1951
19	37,3	4446	1981	7059	1987	1709	1962
20	39,2	4434	1957	7026	1964	1705	1987
21	41,2	4398	1943	7015	1966	1704	1950
22	43,1	4382	1987	7002	1947	1687	1940
23	45,1	4327	1970	6970	1942	1681	1953
24	47,1	4314	1951	6943	1946	1664	1978
25	49	4249	1947	6899	1951	1631	1955
26	51	4246	1961	6884	1981	1610	1975
27	52,9	4239	1950	6871	1988	1606	1963
28	54,9	4235	1946	6854	1941	1596	1957
29	56,9	4205	1954	6817	1954	1594	1954
30	58,8	4158	1949	6775	1950	1590	1960
31	60,8	4143	1988	6761	1948	1528	1946
32	62,7	4116	1948	6533	1961	1497	1947
33	64,7	4105	1942	6526	1959	1478	1986
34	66,7	4092	1966	6451	1953	1471	1948

Продолжение таблицы 2.2

m	P, %	Q _{СРЕД.} , м ³ /с	Годы	Q _{СРЕД. ПОЛОВ.} , м ³ /с	Годы.	Q _{СРЕД. МЕЖЕНЬ} , м ³ /с	Годы.
35	68,6	4041	1953	6440	1949	1439	1971
36	70,6	4021	1965	6065	1965	1419	1979
37	72,5	3749	1984	5858	1944	1415	1988
38	74,5	3670	1940	5653	1940	1388	1982
39	76,5	3647	1985	5650	1963	1346	1977
40	78,4	3628	1963	5585	1984	1293	1973
41	80,4	3571	1955	5551	1960	1283	1976
42	82,4	3570	1960	5510	1955	1240	1942
43	84,3	3547	1944	5454	1977	1235	1944
44	86,3	3536	1962	5395	1976	1197	1967
45	88,2	3520	1956	5363	1962	1168	1966
46	90,2	3400	1977	5178	1956	1168	1970
47	92,2	3339	1976	5116	1985	1157	1943
48	94,1	3269	1971	5099	1971	1148	1968
49	96,1	3115	1967	5033	1967	1144	1972
50	98	3044	1972	4944	1972	999	1980

Эмпирические кривые построенные по данным таблицы 2.2 представлены на рисунке 2.1.

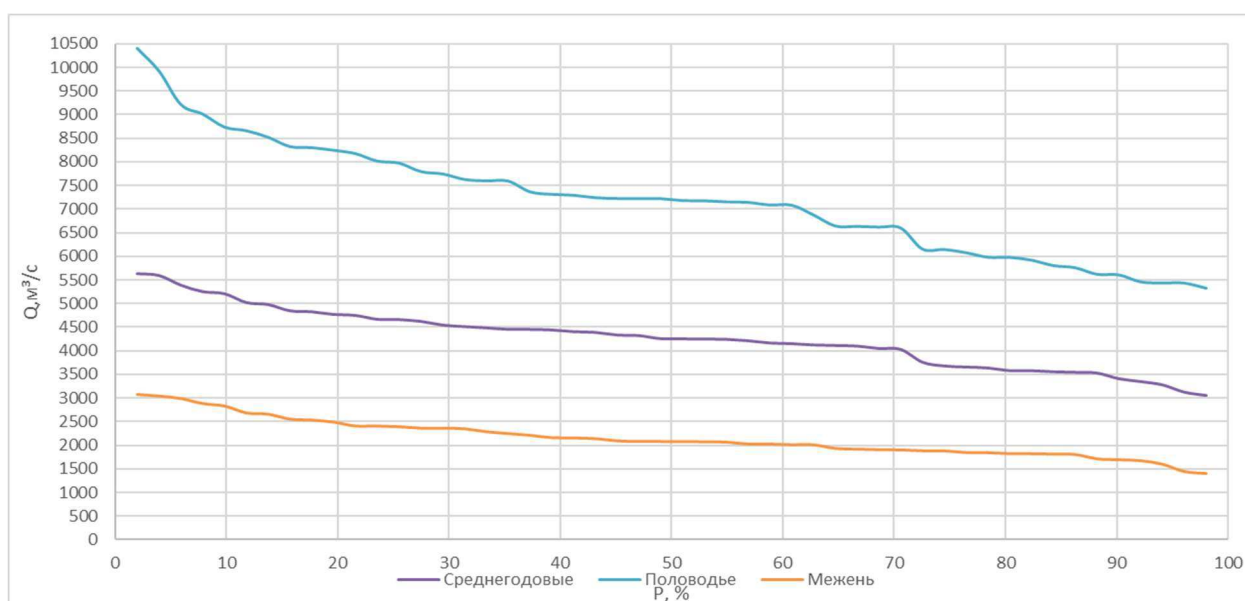


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

Выбор расчётного среднеговодного года (P=50%)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайший год от расчётной обеспеченности 50%: 1965 год. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_M = \frac{Q_{M1941}}{Q_{M1965}} = \frac{127}{100} = 1,27, \quad (2.2)$$

$$K_n = \frac{Q_{n1965}}{Q_{n1965}} = \frac{1497}{1497} = 1, \quad (2.3)$$

Выбор расчётного маловодного года (P=90%)

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности: 1960 год. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_M = \frac{Q_{M1965}}{Q_{M1960}} = \frac{100}{109} = 0,92, \quad (2.4)$$

$$K_n = \frac{Q_{n1960}}{Q_{n1960}} = \frac{1264}{1264} = 1, \quad (2.5)$$

В качестве маловодного и средневодного годов принимаем 1960 и 1965 года, они требуют приведения. Делаем корректировку для обоих годов и заносим данные в таблицы 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3 - Расчетный маловодный 1960 год

месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср}
Q, м ³ /с	46	33	30	48	1352	2733	607	363	287	287	76	68	494
Q _{пр} , м ³ /с	45	32	29	47	1325	2678	595	356	281	281	74	67	484
Q _{кор} , м ³ /с	60	82	63	254	1362	1840	650	640	610	230	80	55	494

Таблица 2.4 - Расчетный средневодный 1965 год

месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср}
Q, м ³ /с	38	30	27	27	543	4450	472	637	320	237	71	50	575
Q _{пр} , м ³ /с	38	30	27	27	538	4406	467	631	317	235	70	50	569
Q _{кор} , м ³ /с	85	94	108	325	1490	2270	760	680	650	262	90	80	575

По полученным скорректированным данным строим гидрограф (рис. 2.2).

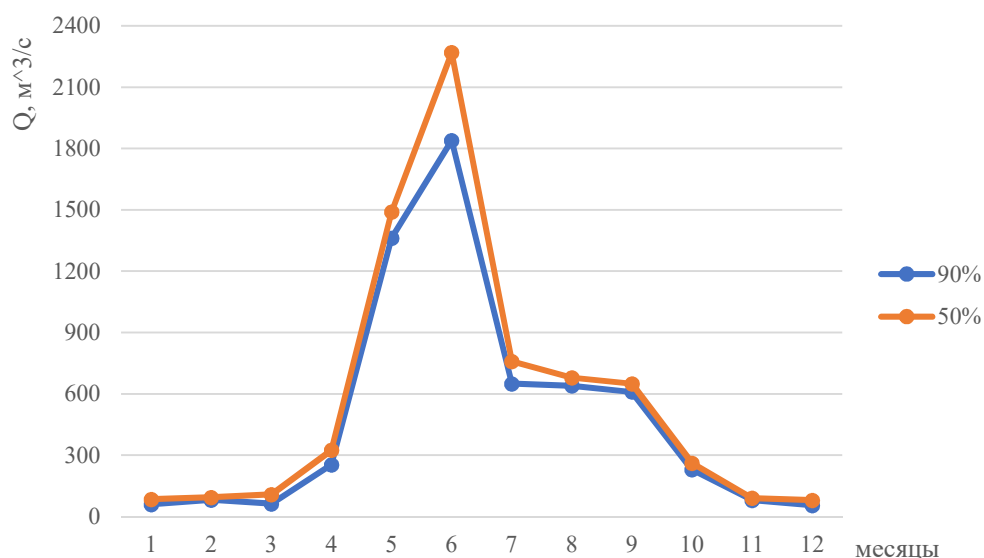


Рисунок 2.2 - Гидрографы средневодного и маловодного годов

2.2.2 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН энергосистемы

Для построения суточных графиков нагрузки и ИКН воспользуемся данными из таблицы 1.4. Почасовые значения мощностей энергосистемы за сутки ранжируем по убыванию. В ранжируемом ряду определим приращение нагрузки ΔP с шагом в один час.

Подсчитываются накопления мощности и выработки. По координатам в таблицах 2.5 и 2.6 строятся интегральные кривые нагрузки.

Таблица 2.5 - Мощности энергосистемы в зимних месяцах

Часы	P, МВт	P _{ранж} , МВт	ΔP , МВт	t, часы	$\Delta \mathcal{E}$, млн кВт*ч	ΣP , МВт	$\Sigma \mathcal{E}$, млн кВт*ч
0	6058	7095	21	1	0,02	0,021	0,021
1	6117	7074	49	2	0,10	49,22	0,12
2	6265	7025	62	3	0,19	111,54	0,31
3	6501	6963	33	4	0,13	144,98	0,44
4	6681	6929	12	5	0,06	157,16	0,50
5	6834	6917	1	6	0,01	158,11	0,51
6	6916	6916	62	7	0,44	220,44	0,94
7	6917	6854	9	8	0,07	229,27	1,01
8	6854	6845	11	9	0,10	240,50	1,11
9	6813	6834	21	10	0,21	261,27	1,32
10	6787	6813	23	11	0,26	284,68	1,58
11	6789	6790	1	12	0,01	285,63	1,59
12	6845	6789	2	13	0,02	287,30	1,61
13	6963	6787	106	14	1,48	393,10	3,09
14	7074	6681	127	15	1,91	520,38	5,01
15	7095	6554	53	16	0,84	572,92	5,84

Продолжение таблицы 2.5

Часы	P, МВт	P _{ранж} , МВт	ΔP, МВт	t, часы	ΔЭ, млн кВт*ч	ΣP, МВт	ΣЭ, млн кВт*ч
16	7025	6501	119	17	2,03	692,08	7,87
17	6929	6382	117	18	2,13	809,57	9,98
18	6790	6265	86	19	1,64	895,78	11,62
19	6554	6179	62	20	1,24	957,87	12,86
20	6382	6117	45	21	0,94	1002,53	13,80
21	6179	6072	14	22	0,30	1016,14	14,10
22	6072	6058	43	23	0,98	1058,65	15,08
23	6016	6016	6016	24	144,38	7074,65	159,46

Таблица 2.6 - Мощности энергосистемы за летние месяцы

Часы	P, МВт	P _{ранж} , МВт	ΔP, МВт	t, часы	ΔЭ, млн кВт*ч	ΣΔP, МВт	ΣΔЭ, млн кВт*ч
0	4243	5033	21	1	0,021	0,02	0,021
1	4260	5012	2	2	0,004	1,93	0,025
2	4338	5010	4	3	0,012	5,75	0,037
3	4445	5006	0	4	0,000	5,75	0,037
4	4636	5006	1	5	0,005	6,71	0,041
5	4835	5005	3	6	0,016	9,34	0,057
6	4971	5002	4	7	0,025	12,92	0,082
7	5033	4999	4	8	0,029	16,50	0,111
8	5005	4995	14	9	0,126	30,11	0,233
9	4995	4981	1	10	0,012	31,31	0,245
10	4999	4980	9	11	0,102	40,62	0,348
11	5002	4971	1	12	0,014	41,81	0,362
12	5012	4970	59	13	0,764	100,56	1,126
13	5006	4911	76	14	1,067	176,74	2,192
14	4981	4835	84	15	1,261	260,80	3,453
15	4970	4751	115	16	1,834	375,42	5,287
16	4980	4636	139	17	2,363	514,41	7,650
17	5006	4497	52	18	0,941	566,71	8,591
18	5010	4445	85	19	1,606	651,25	10,198
19	4911	4360	22	20	0,449	673,69	10,646
20	4751	4338	66	21	1,384	739,60	12,031
21	4497	4272	12	22	0,263	751,55	12,293
22	4360	4260	17	23	0,390	768,50	12,683
23	4272	4243	6538	24	156,912	7306,50	169,595

Так как Иркутское РДУ считается типичным из-за огромных заводов в нем и коэффициент перехода меньше 10, то типовой суточный график не строится.

Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего периода, с учётом введённых в работу ГЭС. (Приложение Б, рисунок Б.1 и Б.2).

2.2.3 Построение годовых графиков максимальной и средней мощностей

Максимальную нагрузку энергосистемы определим по формуле:

$$P_{max} = (a + b) * \cos(30^{\circ} \cdot t - 15^{\circ}), \quad (2.6)$$

где t – порядковый номер месяца.

a и b – коэффициенты, вычисляемые по формулам:

$$a = \frac{P_{зим}^{max} + P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.7)$$

$$b = \frac{P_{зим}^{max} - P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.8)$$

где $P_{зим}^{max}$ – максимальная нагрузка по зиме;
 $P_{лет}^{max}$ – максимальная нагрузка по лету.

Среднемесячные мощности находятся аналогично. Полученные значения заносятся в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Данные для построения годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	cos	Максимальные			Среднемесячные		
		a	b	P_{max} , МВт	a	b	$P_{ср}$, МВт
1	0,97	6197	864	7060	5707	633	6612
2	0,71			6793			6370
3	0,26			6331			5951
4	-0,26			5798			5466
5	-0,71			5336			5047
6	-0,97			5068			4804
7	-0,97			5068			4803
8	-0,71			5333			5044
9	-0,26			5795			5463
10	0,26			6328			5948
11	0,71			6791			6368
12	0,97			7059			6611

Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок представлены на рисунке 2.3.

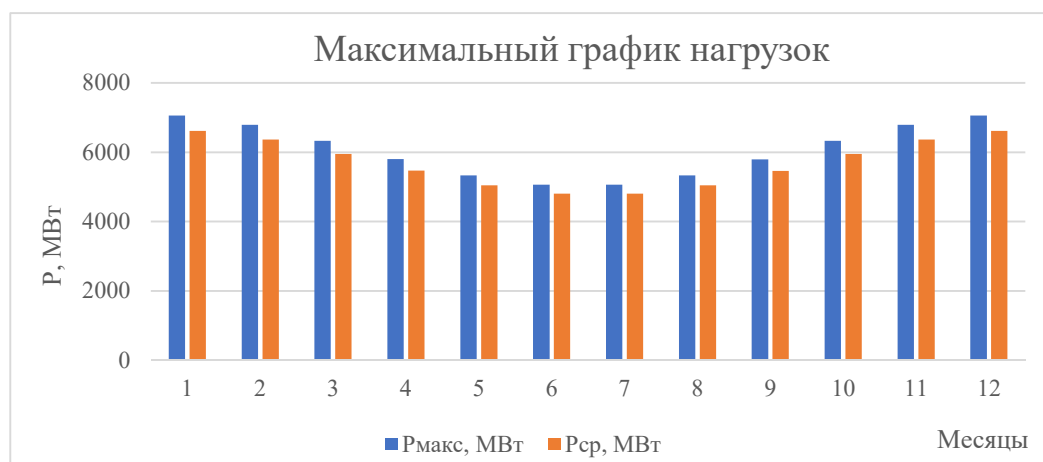


Рисунок 2.3 - Годовой график максимальных нагрузок

2.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требования ВХК

Для расчета режима возьмем расходы маловодного года (п. 2.2.1). Расчет выполняется для того, чтобы построить баланс энергии. Все полученные данные занесены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Расчёт маловодного года

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q 90%	1255	1232	1209	1190	9114	5148	4955	4656	4556	4296	1999	1191
Qисп	0	0	0	0	5	3	5	4	2	0	0	0
Qлёд	100	100	100	-300	-300	0	0	0	0	100	100	100
Qфил	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Qшлюз	0	0	0	280	1340	1340	1340	1340	1340	1340	0	0
сумма Q	101	101	101	-19	1046	1344	1346	1345	1343	1441	101	101
Qбыт	1154	1131	1108	1209	8068	3804	3609	3311	3213	2855	1898	1090
Qвхк	x	x	x	x	2x	2x	2x	2x	2x	x	x	x
ограничени я по ВХК	1600	1600	1600	1600	3150	3150	3150	3150	3150	1600	1600	1600
Zвв, м	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
Zнв, м	396, 9	396, 9	396, 9	396, 9	401, 2	401, 2	401, 2	401, 2	401, 2	396, 9	396, 9	396, 9
H, м	67,4	67,4	67,4	67,4	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	67,4	67,4	67,4
Nбыт, кВт	685	671	657	717	4473	2109	2001	1836	1781	1694	1126	647
Zвв, м	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
Zнв, м	396, 9	396, 9	396, 9	396, 9	401, 2	401, 2	401, 2	401, 2	401, 2	396, 9	396, 9	396, 9
H, м	67,4	67,4	67,4	67,4	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	67,4	67,4	67,4

Продолжение таблицы 2.8

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$N_{ВХК}$, кВт	949	949	949	949	1774	1774	1774	1774	1774	949	949	949
$N_{БЫТ-Н}$ $N_{ВХК}$	-265	-278	-292	-232	2699	335	277	62	7	745	177	-303
												2881

Суммарный избыток $\Delta N = 2881$ МВт. Сработка водохранилища начинается с ноября.

2.4 Баланс энергии

Возьмем данные годового графика средних мощностей (рис. 2.3), и построим баланс энергии. На этом графике отметим мощность по водотoku и ВХК. Проведем линию гарантированной мощности так, чтобы образовавшаяся пустота была равна суммарному избытку. (приложение Б, рис. Б.3).

Из графика получаем гарантированные мощности за январь, декабрь $N_{гар} = 1726$ МВт.

2.5 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по маловодному году

Начнем расчет сработки-наполнения водохранилища, он нужен для того, чтобы найти гарантированную мощность, при которой отметки и объемы водохранилища придут к начальным значениям. В те месяцы, которые оказались ниже гарантированной мощности будем работать по требованиям ВХК. (прил. Б, рис. Б.3).

В первой итерации объем и отметка не пришли к НПУ и начальному объему (приложение Б, табл. Б.1), поэтому поднимаем линию гарантированной мощности на 2 МВт.

В результате последней итерации напор остался в допустимых пределах, выдается гарантированная мощность, по полученным результатам (прил. Б, табл. Б.2) строится график изменения отметки ВБ во времени. (рис. 2.4), УМО равно 454 м.

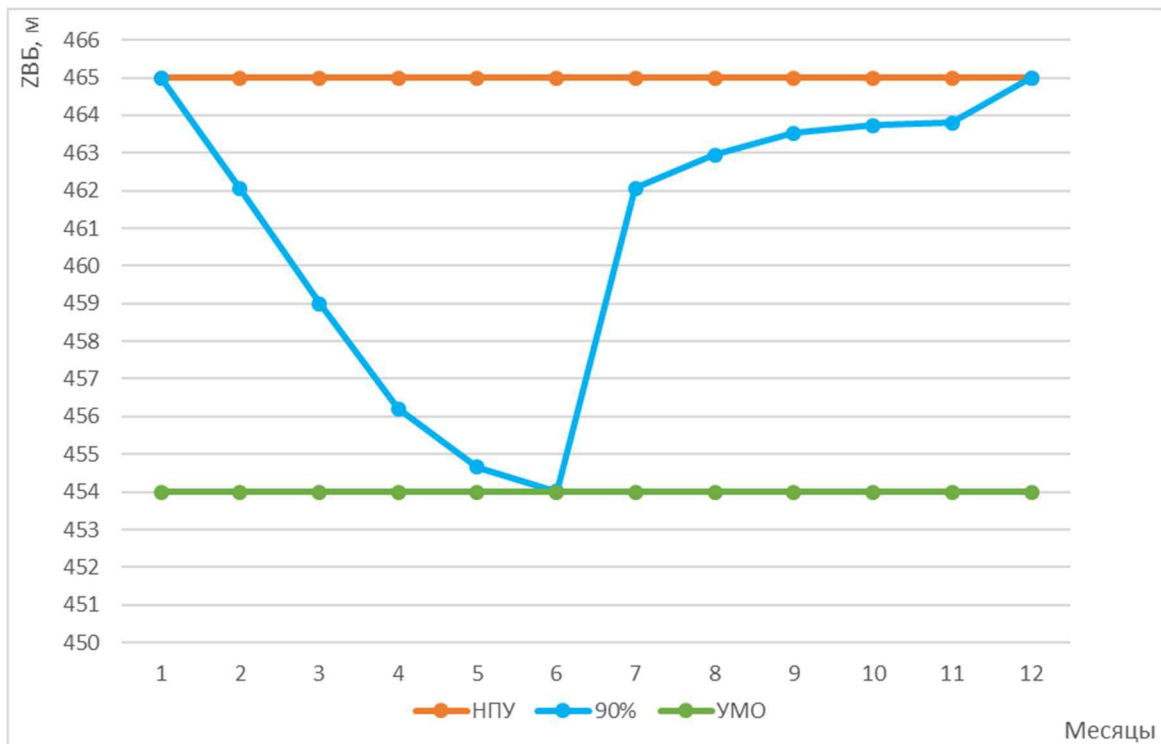


Рисунок 2.4 - Изменение $Z_{вб}$ в течение маловодного года

2.6 Определение установленной мощности ГЭС, баланс мощностей

Установленная мощность ГЭС рассчитывается по формуле:

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{рез}, \quad (2.9)$$

Для того, чтобы найти рабочую мощность, необходимо вписать проектируемую ГЭС в ИКН для типичных зимних суток (рис. 2.3). Берем значение максимальной гарантированной мощности умножаем его на 24, получив гарантированную выработку.

$$\mathcal{E}_{раб.зим} = N_{гар} \cdot \frac{t}{1000} = 1726 \cdot \frac{24}{1000} = 43,15 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.10)$$

Некоторую часть проектируемой ГЭС в данном случае распределяем в пик и базу. (приложение Б, рис. Б.4) Ту часть, которая идет в базу определим по санитарному попуску $Q_{с.п.} = 800 \text{ м}^3/\text{с}$; $H_{ср}$ возьмём из прил. Б, табл.Б.2; КПД турбины посмотрим в ее характеристике. Чтобы найти выработку, которая пойдет в базу определим сначала мощность:

$$N_{с.п.} = \frac{9,81 \cdot Q_{с.п.} \cdot H_{ср} \cdot \eta_T}{1000} = \frac{9,81 \cdot 800 \cdot 64,23 \cdot 0,918}{1000} = 462,74 \text{ МВт}, \quad (2.11)$$

$$\mathcal{E}_{\text{с.п.}} = 24 \cdot \frac{N_{\text{с.п.}}}{1000} = 24 \cdot \frac{33,23}{1000} = 11,11 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.12)$$

По рисунку (прил. Б, рис. Б.4) найдем рабочую мощность $N_{\text{раб}} = 2200$ МВт. Найдем резервы: предпочтительно на ГЭС устанавливать только нагрузочный резерв, который рассчитывается как 1-2% от максимальной мощности энергосистемы, $N_{\text{рез}} = 142$ МВт.

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{рез}} = 2200 + 142 = 2342 \text{ МВт},$$

Рассчитаем необходимые данные для построения баланса мощностей.

Аварийный резерв для станций составляет 8% от рабочей мощности станции, нагрузочный резерв – 2%. Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС. Аварийный будет размещен на ГЭС и на ТЭС.

$N_{\text{уст.ГЭС}} = 2342$ МВт.

$$N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{а.р.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{н.р.}}^{\text{ГЭС}}, \quad (2.13)$$

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} = 412 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.14)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} = 292 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.15)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) = 1296 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.16)$$

Данные для построения баланса мощности энергосистемы представлены в приложении Б табл. Б.3. По этим данным строим баланс мощности (прил. Б., рис. Б.5).

2.7 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году, определение средней многолетней выработки

Для определения средней многолетней выработки рассчитаем ВЭР для средневодного года. Он проводится также как для маловодного года, важным условием является то, что НПУ и УМО оказались такими же по значениям, как в маловодном году. Расходы берем из таблицы 2.4.

Расчеты проводим по отметкам маловодного года (прил. Б, табл. Б.4) и полученным мощностям маловодного года (прил. Б, табл. Б.5).

В первом ВЭР выработка равна 16,8 млрд. кВт·ч, а во втором – 16,2 млрд. кВт·ч. Объявляем среднемноголетнюю выработку проектируемого Нижне-Ангарского гидроузла 16,8 млрд. кВт·ч.

2.8 Построение режимного поля

Для построения области допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Расчеты представлены в таблице 2.9, полученное режимное поле – на рисунке 2.5.

Таблица 2.9 - Расчет режимного поля

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q _{нб}	Z _{нб}	H _{НПУ}	H _{УМО}	H _{ср}	H, м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с
70536	446	18,3	2,02	14,52	58	4695,3	55,1	4942,4
60360	441	23,3	7,02	19,52	59,5	4576,9	55	4937,9
50264	436	28,3	12,02	24,52	59	4615,7	54	4892,8
40248	431	33,3	17,02	29,52	58	4695,3	53	4847,3
30312	426	38,3	22,02	34,52	57	4777,6	52	4801,3
22456	421	43,3	27,02	39,52	56	4863,0	51	4755,0
15680	416	48,3	32,02	44,52	55,1	4942,4	50	4708,1
9984	411	53,3	37,02	49,52	51	5339,7	46	4515,9
5368	406	58,3	42,02	54,52	50	5446,5	44	4416,6
2832	401	63,3	47,02	59,52	61	4464,4	43,6	4396,5
1376	396	68,3	52,02	64,52	60	4538,8	46	4515,9
0	390	73,3	57,02	69,52	59	4615,7	42,5	4340,4

Полученная по режимному полю область находится в допустимых значениях по напору и расходу. Максимальный напор H_{\max} составил 67,8 м, расчётный $H_p = 55,1$ м, минимальный $H_{\min} = 43,6$ м.

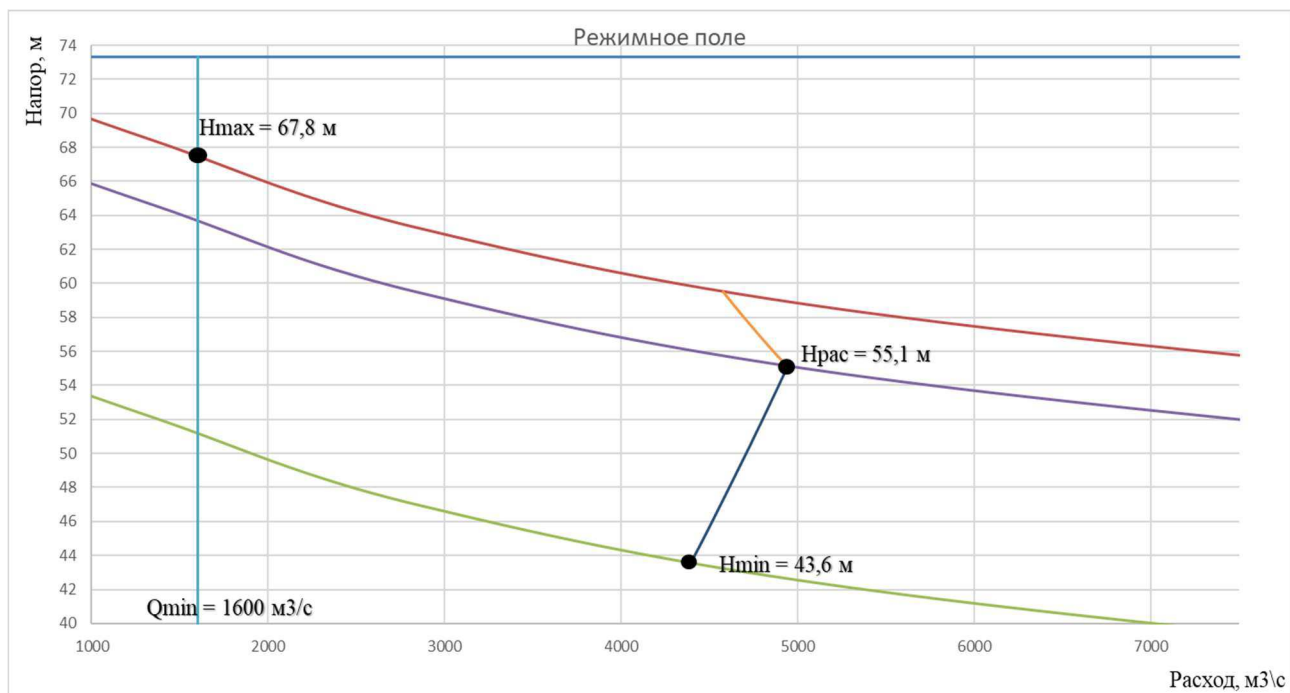


Рисунок 2.5 – Режимное поле Нижне-Ангарского водохранилища

3 Выбор основного энергетического оборудования

3.1 Выбор системы и количества агрегатов

Подбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин выбрать варианты диаметра рабочего колеса D_1 и синхронной частоты вращения n , выполняющие условия: проектируемая ГЭС работает в режимном поле на наименьшем количестве агрегатов и с наибольшим КПД при минимальном заглублении.

Далее подбираем варианты гидротурбин, которые соответствуют известному диапазону напоров. Главные критерии подбора: значение H_{\max} должно быть меньше предельного напора $H_{\text{пред}}$ выбранной гидротурбины, отношение $H_{\min}/H_{\max} = 43,6/67,8 = 0,64$ должно быть не меньше справочных данных.

Основываясь на приведенных выше данных напоров, для выбора основного оборудования рассмотрим тип гидротурбин ПЛ70-В ПЛД70-В и РО75-В, их параметры представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Параметры гидротурбин

Параметр	ПЛ70-В	ПЛД70-В	РО75-В
n' опт	106	107	83
η_T	0,873	0,885	0,893
Q'_{1p}	1,342	1,59	1,172
D_1 , м	0,46	0,345	0,46
H , м	4	6	4
(t)	4	7	20
коэф ν	1,566	1,468	1,566

Выполняем пересчет характеристик от модельных параметров к натурным для выбранных типов гидротурбин для ряда стандартных диаметров. Все расчеты выполнены в программе Microsoft Excel. Далее приведен пример расчета для диаметра 8 м для турбины ПЛД70-В.

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_T \eta_G^{cp}}, \quad (3.1)$$

где $Q'_{1p} = 1,59$ – приведенный расход в расчетной точке;

η_T – КПД натурной турбины;

$\eta_G^{cp} = 0,97$ – средний КПД генератора.

КПД натурной турбины η_T :

$$\begin{aligned} \eta_T &= 1 - (1 - \eta_{\text{мод}}) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_{\text{мод}}}} \right) = \\ &= 1 - (1 - 0,885) \left((1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,345}{7,5}} \sqrt[10]{\frac{6}{55,1}} \sqrt[5]{\frac{1,468}{1,3}} \right) = \\ &= 0,935, \end{aligned} \quad (3.2)$$

где η_m – КПД модельной турбины;

D_{1m} – диаметр модельной турбины;

H_m – напор модельной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p^N – расчетный напор натурной гидротурбины;

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

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

Тогда мощность агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot 1,59 \cdot 8^2 \cdot 55,1 \sqrt{55,1} \cdot 0,935 \cdot 0,97 = 369,41 \text{ МВт},$$

Предварительно число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{\text{уст}}^p}{N_a} = \frac{2342}{369,41} = 6,34, \quad (3.3)$$

где $N_{\text{уст}}^p = 2342$ МВт – расчетная установленная мощность ГЭС.

Округляем получившееся число в большую сторону. Принимаем $Z_a = 8$.

Получаем уточненную мощность гидроагрегата:

$$N_a = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_a} = \frac{2342}{8} = 292,75 \text{ МВт}, \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1} = 107 \cdot \frac{\sqrt{55,1 \cdot 1,06}}{8} = 101,97 \text{ об/мин}, \quad (3.5)$$

где $n'_{I p}$ – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M} = \frac{0,935}{0,885} = 1,06 \text{ – поправка на приведённую частоту вращения при}$$

переходе от модели к натуре.

Принимаем ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения и получаем $n_c = 107,1$ об/мин.

Расчеты ПЛ70-В других диаметров представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Параметры гидротурбин ПЛ70-В

D ₁ , м	6	6,3	7,1	7,5	8	8,5
η _T	0,926	0,926	0,927	0,928	0,928	0,929
N' _a , МВт	173641	191524	243513	271855	309483	349558
Z' _a , ШТ	13,49	12,23	9,62	8,61	7,57	6,70
Z _a , ШТ	14	14	10	9	8	8
N _a , МВт	167286	167286	234200	260222	292750	292750
Δ ₁	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
n' _c , об/мин	134,94	128,54	114,12	108,06	101,33	95,40
n _{синх} , об/мин	136,4	136,4	115,4	115,4	107,1	100
n' _{max} , об/мин	119,8	125,8	119,8	126,6	125,3	124,2
n' _{расч} , об/мин	107,1	112,5	107,2	113,2	112,0	111,1
n' _{min} , об/мин	96,4	101,2	96,4	101,8	100,8	99,9
Q · η _{расч}	1,20	1,09	1,20	1,19	1,18	1,04
Q · η _{max}	0,87	0,79	0,87	0,87	0,86	0,76

Расчеты ПЛД70-В разных диаметров представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбин ПЛД70-В

D ₁ , м	6	6,3	7,1	7,5	8	8,5
η _T	0,933	0,934	0,934	0,935	0,935	0,936
N' _a , МВт	207318	228658	290695	324511	369406	417218
Z' _a , ШТ	11,30	10,24	8,06	7,22	6,34	5,61
Z _a , ШТ	12	12	9	8	8	6
N _a , МВт	195167	195167	260222	292750	292750	390333
Δ ₁	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06
n' _c , об/мин	135,81	129,36	114,84	108,74	101,97	95,99

Продолжение таблицы 3.3

D ₁ , м	6	6,3	7,1	7,5	8	8,5
n' _с , об/МИН	135,81	129,36	114,84	108,74	101,97	95,99
n _{синх} , об/МИН	136,4	136,4	115,4	115,4	107,1	100
n' _{max} , об/МИН	120,2	126,1	120,2	127,0	125,6	124,6
n' _{расч} , об/МИН	107,5	112,8	107,5	113,6	112,4	111,5
n' _{min} , об/МИН	96,7	101,5	96,7	102,1	101,1	100,2
Q · η _{расч}	1,40	1,27	1,33	1,34	1,18	1,39
Q · η _{max}	1,02	0,92	0,97	0,98	0,86	1,01

Расчеты РО75-В других диаметров представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Параметры гидротурбин РО75-В

D ₁ , м	4,5	5	5,6	6	6,3	7,1
η _T	0,9355	0,9363	0,9372	0,9377	0,9380	0,9388
N' _а , МВт	86179	106484	133691	153553	169355	215287
Z' _а , ШТ	27,18	21,99	17,52	15,25	13,83	10,88
Z _а , ШТ	28	22	18	16	14	12
N _а , МВт	83643	106455	130111	146375	167286	195167
Δ ₁	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
n' _с , об/МИН	140,01	126,06	112,60	105,12	100,14	88,89
n _{синх} , об/МИН	142,8	136,4	115,4	107,1	107,1	90,9
n' _{max} , об/МИН	94,6	100,4	95,1	94,5	99,2	94,9
n' _{расч} , об/МИН	84,7	89,8	85,1	84,6	88,8	84,9
n' _{min} , об/МИН	76,1	80,8	76,5	76,0	79,8	76,3
Q · η _{расч}	1,06	1,10	1,07	1,05	1,09	1,00
Q · η _{max}	0,77	0,80	0,78	0,76	0,79	0,73

Так как представленные диаметры в таблицах не входят в режимное поле турбины и для дальнейших расчетов нам понадобится найти гидрогенератор, посмотрев в справочных пособиях, определяем, что ни к одному из рассчитанных вариантов невозможно подобрать серийный генератор. Кроме гидротурбины ПЛД70-В с $D_1 = 8$ м, с количеством агрегатов $Z_a = 8$. Далее продолжаем расчет только для этого диаметра.

Для выбранного диаметра турбины и значения синхронной частоты вращения нанесем на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие напорам турбины H_{max} , H_p и H_{mi} . Для этого необходимо определить три значения приведенной частоты вращения:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.6)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;
 H – напор на станции, соответствует H_{max} , $H_{расч}$ и H_{min} .

Для H_{max} :

$$n'_I = \frac{107,1 \cdot 8}{\sqrt{67,8 \cdot 1,06}} = 101,1 \text{ об/мин,}$$

Для $H_{расч}$:

$$n'_I = \frac{107,1 \cdot 8}{\sqrt{55,1 \cdot 1,06}} = 112,4 \text{ об/мин,}$$

Для H_{min} :

$$n'_I = \frac{107,1 \cdot 8}{\sqrt{43,6 \cdot 1,06}} = 125,6 \text{ об/мин,}$$

Далее находим произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{г ср}} = \frac{292750}{9,81 \cdot 8^2 \cdot 55,1^{1,5} \cdot 0,97} = 1,18, \quad (3.7)$$

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

Для ограничения по генератору:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}} = \frac{292750}{9,81 \cdot 8^2 \cdot 67,8^{1,5} \cdot 0,97} = 0,86, \quad (3.8)$$

Приведённый расход:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min}} \cdot \Delta} = \frac{800}{2 \cdot 8^2 \cdot \sqrt{43,6} \cdot 1,06} = 0,92, \quad (3.9)$$

где $Q_{\min} = 800 \text{ м}^3/\text{с}$ – минимальный расход через станцию,
 $n=2$ – количество агрегатов, обеспечивающих минимальный расход.

$$Q''_I = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max}} \cdot \Delta} = \frac{800}{2 \cdot 8^2 \cdot \sqrt{67,8} \cdot 1,06} = 0,74, \quad (3.10)$$

Получившееся режимное поле представлено в приложении В, рис В.1.

Правая граница режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которой – расчётная точка, а другая – точка, определённая по той же формуле, но для максимального напора. Левая граница – линия ограничения по минимальному расходу, представляет собой соединённые точки Q'_I при H_{\min} и H_{\max} .

3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + H_S, \quad (3.11)$$

где $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе $Q_{\text{нб}}$, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_S .

Находим значение высот отсасывания в трех наиболее неблагоприятных режимах: работа одного агрегата при максимальном напоре и максимальной мощности, работа одного агрегата при расчетном напоре и максимальной мощности, работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_S = B - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.12)$$

где $B = 10,33 \text{ м}$ – барометрическое давление;

$Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ – отметка НБ в зависимости от расхода в НБ;

H – напор на турбине, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{НБ}(Q_{НБ})$;

При H_{\max} :

$$H_s = 10,33 - \frac{92,3}{900} - 0,323 \cdot 67,8 - 1,5 = -1,27 \text{ м,}$$

При $H_{\text{расч}}$:

$$H_s = 10,33 - \frac{92,5}{900} - 0,55 \cdot 55,1 - 1,5 = -7,4 \text{ м,}$$

При H_{\min} :

$$H_s = 10,33 - \frac{92,7}{900} - 0,54 \cdot 43,6 - 1,5 = -0,99 \text{ м,}$$

Рассчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Рассчитанные отметки установки рабочего колеса при вычисленных высотах отсасывания вычисляем по формуле (3.11):

$$Z = 390 + 0 = 92,3 \text{ м,}$$

$$Z = 92,5 - 6,9 = 85,6 \text{ м,}$$

$$Z = 92,7 - 5,85 = 86,85 \text{ м.}$$

Из полученных значений выбрано минимальное. Принята отметка установки рабочего колеса $Z = 85,6 \text{ м}$.

3.3 Гидромеханический расчет и построение металлической спиральной камеры.

По чертежу проточной части (приложение В, рис. В.2) модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,615 \cdot D_1 = 2,615 \cdot 7,5 = 19,62 \text{ м,} \quad (3.13)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,44 \cdot D_1 = 1,44 \cdot 8 = 11,52 \text{ м,} \quad (3.14)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{с.к} = 345^\circ,$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{сп} = 4,19 \cdot D_1 = 4,19 \cdot 8 = 33,52 \text{ м}, \quad (3.15)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,565 \cdot D_1 = 4,565 \cdot 8 = 36,52 \text{ м}, \quad (3.16)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,5 \cdot D_1 = 2,5 \cdot 8 = 20,4 \text{ м}, \quad (3.17)$$

Далее рассчитываем бетонную спиральную камеру и заносим все данные в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Расчёт бетонной спиральной камеры

φ	φ/360	φ/с	2*R4 *[3]	[4]- (1H/ 2)^2	[5]^0 ,5	[6]+[3]	[7]^2	8+[1H /2]^2	[9]^ 0,5	R4+[7]	[10]+ [11]
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
345	0,9583	6,17	78,67	74,35	8,62	14,79	218,82	223,1	14,9	21,17	36,11
330	0,9167	5,90	75,25	70,92	8,42	14,32	205,17	209,5	14,4	20,70	35,17
315	0,8750	5,63	71,83	67,50	8,22	13,85	191,82	196,1	14,0	20,22	34,23
300	0,8333	5,37	68,41	64,08	8,01	13,37	178,78	183,1	13,5	19,75	33,28
285	0,7917	5,10	64,99	60,66	7,79	12,89	166,05	170,3	13,0	19,26	32,31
270	0,7500	4,83	61,57	57,24	7,57	12,39	153,63	157,9	12,5	18,77	31,34
255	0,7083	4,56	58,15	53,82	7,34	11,90	141,54	145,8	12,0	18,27	30,35
240	0,6667	4,29	54,73	50,40	7,10	11,39	129,77	134,1	11,5	17,77	29,35
225	0,6250	4,02	51,31	46,98	6,85	10,88	118,34	122,6	11,0	17,25	28,33
210	0,5833	3,76	47,89	43,56	6,60	10,36	107,25	111,5	10,5	16,73	27,29
195	0,5417	3,49	44,47	40,14	6,34	9,82	96,50	100,8	10,0	16,20	26,24
180	0,5000	3,22	41,05	36,72	6,06	9,28	86,10	90,43	9,51	15,65	25,16
165	0,4583	2,95	37,63	33,30	5,77	8,72	76,07	80,39	8,97	15,10	24,06
0											5,33

С помощью данной таблицы и произведённых расчётов выполним построение плана спиральной камеры (приложение В, рис. В.3) и построим график зависимости $\varphi_{сп}=f(r_i)$, он представлен на рисунке 3.1.

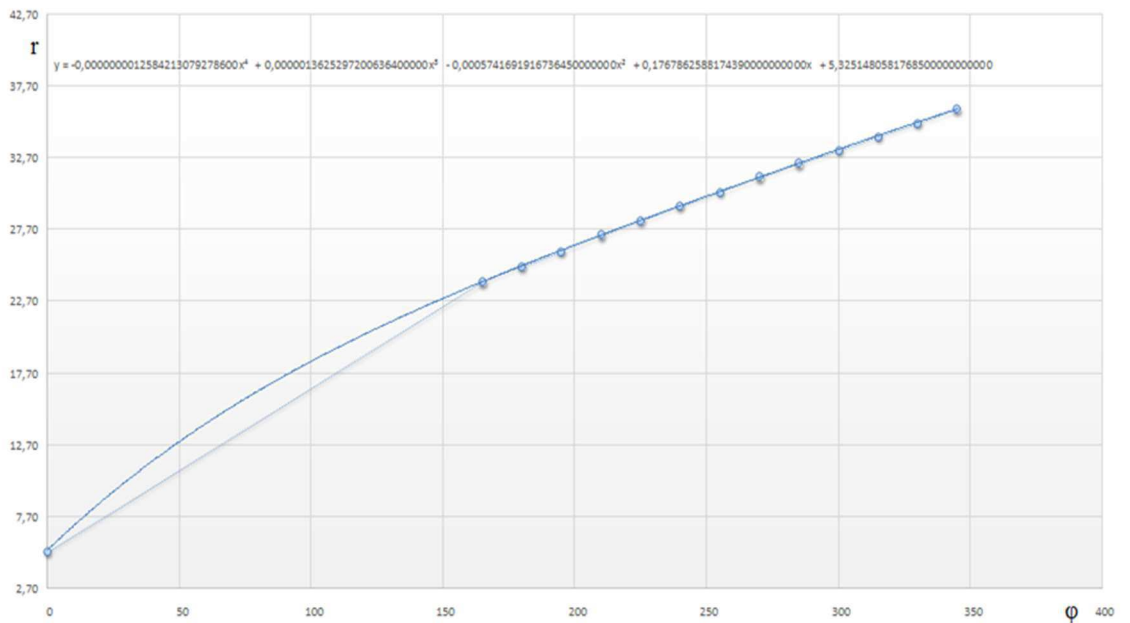


Рисунок 3.1 – График зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$

3.4 Расчет деталей и узлов гидротурбины

Наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.18)$$

где $[\tau_{доп}] = 30 - 35$ МПа,

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{292750}{107,1} = 26,6, \quad (3.19)$$

$$D_B^* = \left(\frac{5,1 \cdot 26,6}{32} \right)^{0,33} = 1,65 \text{ м.}$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизованного:

$$D_B = 1,7 \text{ м,}$$

Расчет сегментного подшипника:

$$D_B = 1700 \text{ мм; } h_{п} = 600 \text{ мм; } Z_{сегм} = 12; d_{п} = 1718 \text{ мм.}$$

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по формуле:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{\text{синх}} \cdot D1} = \frac{0,8 \cdot 292750}{107,1 \cdot 8} = 273,3 \text{ кН}, \quad (3.20)$$

Усилие на наиболее нагруженный сегмент определяется:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{(1 + 2\cos\alpha + 2\cos(2\alpha))} = \frac{R_{\text{рад}}}{(1 + 2\cos 30 + 2\cos(2 \cdot 30))} =$$

$$= 73,2 \text{ кН}, \quad (3.21)$$

где α – центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}} = 30. \quad (3.22)$$

Рассчитываем удельную нагрузку на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{273,3}{396 \cdot 0,6} = 0,34 \text{ кПа}, \quad (3.23)$$

где $l_{\text{сегм}}$ – длина сегмента в окружном направлении, равным:

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,88 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,88 \cdot 3,14 \cdot 1718}{12} = 396 \text{ м}. \quad (3.24)$$

Принимаем сегментный подшипник, так как он удовлетворяет условию $p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$, где $[p_{\text{уд}}] = 964 \text{ кПа}$.

3.5 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

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

По номограмме [5] определяется тип маслонапорной установки:
МНУ 30/2-40-32-3

3.6 Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме [5] определяем тип ЭГР. Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭКГР (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 150 мм. Выбранный регулятор ЭГРК-150-4.

3.7 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{292,75}{0,85} = 344,41 \text{ МВА}, \quad (3.25)$$

где $\cos\varphi = 0,85$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{107,1} = 56, \quad (3.26)$$

где n_c – синхронная частота гидрогенератора.

Опираясь на справочные данные, выбираем гидрогенератор СВ-1200/160-56 с $S_{\text{ном}} = 350$ МВА и $n_{\text{ном}} = 107,1$ об/мин. Вес ротора гидроагрегата равен 614 тонн. Принимается в машинном зале два мостовых крана грузоподъемностью 350 тонн.

4 Состав и компоновка сооружений

4.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав сооружения входят:

- водосливная бетонная плотина гравитационного типа;
- здание ГЭС приплотинного типа;
- донные водосбросы;
- правобережная грунтовая плотина;
- левобережная грунтовая плотина.

4.2 Проектирование водосливной плотины

Для проведения требуемых расчетов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения (ГТС).

1. Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунтов основания:

Плотины на скальном основании высотой от 60-100 м имеет II класс сооружений.

2. Класс их гидротехнических сооружений в зависимости от их назначения и условий эксплуатации:

Гидротехнические сооружения гидравлических, гидроаккумулирующих, приливных и тепловых электростанций установленной мощностью МВт от 2000-3000 МВт принимается класс I. (Установленная мощность ГЭС составляет 2342 МВт).

3. Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий:

По числу постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнического сооружения от 500 – 3000 чел. назначается II класс сооружения.

С учетом исходных данных назначается I класс. Коэффициент надёжности для сооружений I класса [1]: $\gamma_n = 1,25$

4.3 Определение отметки гребня плотины

Отметку гребня грунтовой плотины ∇ ГГП:

$$\nabla_{\text{ГГБ}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s, \quad (4.1)$$

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

$$h_s = h_{\text{run}\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (4.2)$$

где Δh_{set} - высота ветрового нагона;

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

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (4.3)$$

где k_w - коэффициент, рассчитываемый по формуле 4.4;

L - длина разгона волны, м;

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

d - условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V_w) \cdot 10^{-7}, \quad (4.4)$$

Для скорости ветра $V_w = 20$ м/с, Длина разгона: $L = 41,667$ км,

Тогда $k_w = 2,1 \cdot 10^{-6}$

Средняя глубина водохранилища:

$$d = \frac{\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}}{2} = \frac{465 - 390}{2} = 37,5 \text{ м}, \quad (4.5)$$

Тогда, высота волнового нагона равна:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 41667}{9,81 \cdot 37,5} = 0,095 \text{ м}, \quad (4.6)$$

Определяют высоту волны 1 % обеспеченности для основного случая для этого:

1) Вычисляют безразмерные комплексы $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$, где t – период развития волн на водохранилище ($t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$).

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 41667}{20^2} = 1021,88, \quad (4.7)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10594,8, \quad (4.8)$$

2) Из графика [2, Приложение 1, рис. 1] по значениям $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$ определяют параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot T}{V_w}$. Необходимые величины сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Безразмерные комплексы

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$		$\frac{g \cdot t}{V_w}$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
2,8	0,045	4,1	0,085

Затем, используя меньшие полученные значения, вычисляют средний период волны T (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 2,8 \Rightarrow T = \frac{2,8 \cdot 20}{9,81} = 5,71 \text{ с}, \quad (4.9)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,045 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,045 \cdot 20^2}{9,81} = 1,83 \text{ м}, \quad (4.10)$$

3) Вычисляют среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 5,71^2}{2 \cdot 3,14} = 50,93 \text{ м}, \quad (4.11)$$

4) Проверяют условие на глубоководность $d > 0,5\bar{\lambda}_d$.
 $37,5 \text{ м} > 25,47 \text{ м}$ Условие выполняется.

5) Определяют высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (4.12)$$

где K_i - коэффициент, определяемый по графику [2, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$.

$$\text{Тогда } h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 1,83 \cdot 2,2 = 4,026 \text{ м},$$

Высота наката волн на откос.

$$h_{\text{run}\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{\text{run}} \cdot h_{1\%}, \quad (4.13)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ коэффициент шероховатости и проницаемости откоса принимаемый по [2, Приложение Д, табл. Д.1],

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

$k_{\text{run}} = 1,2$ – коэффициент принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}}$ на глубокой воде.

$$h_{\text{run}\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1,2 \cdot 4,026 = 4,78 \text{ м,}$$

$$h_s = 4,78 + 0,095 + 0,5 = 5,38 \text{ м,}$$

Отметка гребня грунтовой плотины

$$\nabla_{\text{ГГП}} = 465 + 5,38 = 470,40 \text{ м,}$$

После проведения гидравлических расчетов и определения отметки гребня быка $\nabla_{\text{ГБ}}$ устанавливают проектную отметку гребня плотины, наибольшую отметку из $\nabla_{\text{ГГП}}$, $\nabla_{\text{ГБ}}$.

4.4 Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины и глубинного водосброса

Исходными данными для гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и ФПУ, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, расчетные максимальные расходы воды, характеристики грунтов основания.

Максимальные расчетные расходы определяют гидрологическими расчетами по кривой обеспеченности паводковых расходов (максимальных расходов в каждом году из заданного ряда наблюдений).

Гидравлическими расчетами устанавливают: ширину водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, форму водосливной грани и сопряжение ее с водобоем, отметку гребня водослива, форму сопряжения бьефов.

4.4.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС - $Q_{\text{ГЭС}}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

$(n - 2)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $7 \leq n \leq 12$;

$$Q_p = Q_{\text{осн.мах}} - (n - 2) \cdot Q_{\text{ГА}}, \quad (4.14)$$

где $Q_{\text{осн.мах}}$ - расчетный максимальный расход 1% обеспеченности для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем.

$Q_{\text{ГА}}$ - расход через один гидроагрегат.

n - количество гидроагрегатов.

$$Q_p = 5440 - (8 - 2) \cdot 579 = 1966 \text{ м}^3/\text{с,}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_B}, \quad (4.15)$$

где q_B - удельный расход на водосливе,

$$q_B = 1,25 \cdot q_p, \quad (4.16)$$

где q_p - удельный расход на рисберме,

$$q_p = V_{нр} \cdot h_{нб} = 5,2 \cdot 13 = 67,6 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.17)$$

$$\text{Тогда } q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 67,6 = 84,5 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $V_{нр}$ - допустимая скорость (для скального основания 5,2 м/с);

$h_{нб}$ - глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$ равно 13 м.

$$B = \frac{1996}{84,5} = 23,62 \text{ м},$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону. Так же должно удовлетворять условию:

$$B = b \cdot n, \quad (4.18)$$

где n - число пролетов (не менее $2 \div 3$),

b - стандартная ширина пролета (8, 9, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 24, 30) м.

Тогда принимается $n = 3$ количество пролетов по 8 метров.

Окончательная ширина водосливного фронта $B = 24$ м.

Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_B = (0,12 \div 0,16) \cdot 8 = 0,96 \div 1,28 \text{ м},$$

С учетом того, что выполняем разрез по быку, толщину пазового перешейка быка во всех случаях необходимо назначать не менее 0,8 м, принимаем $\delta_B = 3$ м

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быков:

$$B_B = b \cdot n + n \cdot \delta_B = 8 \cdot 3 + 3 \cdot 2 = 30 \text{ м}.$$

4.4.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный без вакуумный водослив практического профиля.

Используя формулу расхода через водослив, можно определить полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива - H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления - H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (4.19)$$

где m - коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [2, раздел 6-4]. Принимается в курсовом проекте $m = 0,49$.

Тогда полный напор на водосливе в первом приближении:

$$H_{01} = \left(\frac{1966}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,25 \text{ м,}$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (4.20)$$

где $\sigma_{сж}$ - коэффициент бокового сжатия,

$\sigma_{п}$ - коэффициент подтопления (принимается равным 1).

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (4.21)$$

где b - ширина одного пролёта,

ε - коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива. Форма боковых устоев представлена на рисунке 4.1.

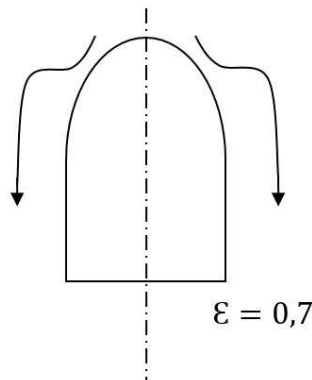


Рисунок 4.1 – Форма боковых устоев

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{11,25}{8} = 0,8.$$

Отсюда:

$$H_{02} = \left(\frac{1966}{0,49 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 13,06 \text{ м},$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (4.22)$$

где V_0 - скорость подхода потока к плотине,
 $\alpha = 1,1$ - коэффициент Кориолиса,

$$\begin{aligned} V_0 &= \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6)} = \\ &= \frac{1966}{(465 - 390) \cdot (24 + (3 - 1) \cdot 3)} = 0,87 \text{ м/с}, \end{aligned} \quad (4.23)$$

где δ_6 - толщина быка;
 B - ширина водосбросного фронта.
 Таким образом:

$$H = 13,06 - \frac{1,1 \cdot 0,87^2}{2 \cdot 9,81} = 13,02 \text{ м},$$

где $H_{ст}$ - стандартный напор, м, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом (4; 4,5; 5,0; 5,5; 6,0; 7,0; 8,0; 9,0; 10,0; 12,0; 14,0; 16,0; 18,0; 20,0 м).
 Тогда $H_{ст} = 14$ м.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{ст} = 465 - 14 = 451,0 \text{ м}, \quad (4.24)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 451 + 1,6 \cdot 14 = 473,4 \text{ м}, \quad (4.25)$$

За отметку гребня принимается большее из получившихся значений ($\nabla\text{ГГП} = 470,38$ м и $\nabla\text{ГБ} = 473,4$ м), то есть $\nabla\text{ГБП} = 473,4$ м.

4.4.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (4.26)$$

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{повмах}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{д.в}}, \quad (4.27)$$

где $Q_{\text{пов.мах}}$ - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% ,

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГА}} \cdot (n - 2) = 579 \cdot (8 - 2) = 3474 \text{ м}^3/\text{с},$$

$Q_{\text{д.в}}$ - расход, сбрасываемый через глубинный водосброс сооружения гидроузла (см. пункт 4.4.7).

$$Q_{\text{р.пов}} = 6974 - 3474 - 1809,41 = 1690,59 \text{ м}^3/\text{с},$$

Напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{1690,59}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,17 \text{ м},$$

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (4.28)$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{10,17}{8} = 0,82, \quad (4.29)$$

Тогда:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = 11,61 \text{ м}, \quad (4.30)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{пов}}^2}{2 \cdot g}, \quad (4.31)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6)} =$$

$$= \frac{1690,59}{(466 - 390) \cdot (24 + 2 \cdot 3)} = 0,74 \text{ м/с},$$
(4.32)

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{пов}}^2}{2 \cdot g} = 11,61 - \frac{1,1 \cdot 0,74^2}{2 \cdot 9,81} = 11,58 \text{ м},$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 451,0 + 11,58 = 462,58 \text{ м},$$
(4.33)

Расчётная отметка $\nabla\text{ФПУ}_p$ оказалась меньше заданной, поэтому исходная отметка достаточна для пропуска паводка; $\nabla\text{ФПУ} = 466 \text{ м}$.

4.4.4 Построение профиля водосливной грани

Определяем координаты оголовка безвакуумного водослива [3, таблица 6-12]. Табличные координаты умножаем на $H_{\text{ст}}$ и строим кривую. В таблицу 4.2 сведены полученные координаты для построения оголовка водослива.

Таблица 4.2 - Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{\text{ст}} = 14 \text{ м}$.

x	y	x	y	x	y	x	y
0	1,764	14	3,584	28	17,29	42	39,536
1,4	0,504	15,4	4,494	29,4	19,166	43,4	42,182
2,8	0,098	16,8	5,516	30,8	21,112	44,8	44,898
4,2	0	18,2	6,65	32,2	23,142	46,2	47,67
5,6	0,084	19,6	7,896	33,6	26,516	47,6	50,526
7	0,378	21	9,254	35	27,44	49	53,452
8,4	0,84	22,4	10,696	36,4	29,708	50,4	56,434
9,8	1,4	23,8	12,222	37,8	32,046	51,8	59,486
11,2	2,044	25,2	13,818	39,2	34,468	53,2	62,594
12,6	2,772	26,6	15,512	40,6	36,96	54,6	65,772

4.4.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении (рисунок 4.2). Глубина в сжатом

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

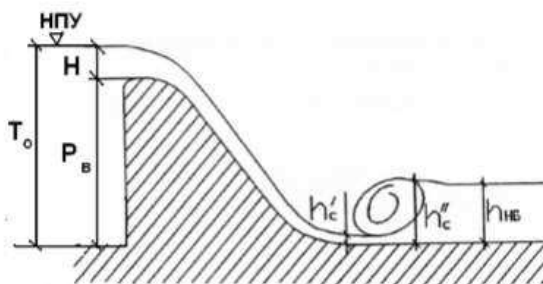


Рисунок 4.2 – Оголовок и сжатое сечение

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1966^2}{9,81 \cdot (24 + 2 \cdot 3)^2}} = 7,84 \text{ м}, \quad (4.34)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 465 - 390 = 75 \text{ м}, \quad (4.35)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{75}{7,84} = 9,57 \text{ м}, \quad (4.36)$$

Определяют значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани [3, таблица 9-10]. По графику М.Д. Чертоусова [3, рисунок 9.55] в зависимости от коэффициента скорости φ и $T_0 \xi$ определяют ξ_c и ξ_c'' .

$$\varphi = 0,9$$

По графику определяются $\xi_c = 0,26$ и $\xi_c'' = 2,6$,

Сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,27 \cdot 7,84 = 2,04 \text{ м}, \quad (4.37)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,32 \cdot 7,84 = 20,38 \text{ м}, \quad (4.38)$$

$h_c'' > h_{нб}$, $20,38 \text{ м} > 13 \text{ м}$ прыжок отогнанный.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка.

4.4.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м гашения энергии сбрасываемой воды часто осуществляют способом свободно отброшенной струи.

Дальность отброса струи зависит от превышения отметки верхнего бьефа над отметкой носка-трамплина, высоты уступа над дном реки и угла наклона поверхности трамплина к горизонту. Отметку уступа назначают выше максимальной отметки УНБ, соответствующей расходу воды при пропуске расхода поверочного расчетного случая, но не менее чем на $1 \div 2$ м.

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа можно вычислить по формуле:

$$\begin{aligned} L &= k_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \left(\sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha} + 1} \right) = \\ &= 0,8 \cdot 58,7 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2(30) \cdot \left(\sqrt{1 + \left(\frac{62}{58,7} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2(30)} + 1} \right) = \\ &= 70,16 \text{ м}, \end{aligned} \tag{4.39}$$

где k_a – коэффициент аэрации потока; $\alpha = 30^\circ$ – угол схода струи с трамплина; φ – коэффициент скорости потока

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 465 - 403 = 63 \text{ м}, \tag{4.40}$$

$$Z_H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{носка}} = 465 - 406,3 = 58,7 \text{ м}, \tag{4.41}$$

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{\text{НБmax}} + 2 = 14,3 + 2 = 16,3 \text{ м}, \tag{4.42}$$

где $h_{\text{НБmax}} = 14,3$ м – глубина в НБ при $Q = 0,01\%$.

Отметка носка:

$$\nabla_{\text{носка}} = \nabla_{\text{ДНА}} + a = 390 + 16,3 = 406,3 \text{ м}, \tag{4.43}$$

Коэффициент аэрации k_a можно определить, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{30,54^2}{9,81 \cdot 2,15} = 44,2, \text{ если } Fr > 35, k_a = 0,8, \tag{4.44}$$

где: V_H – скорость потока на носке; h_H – высота потока воды на носке.

$$V_H = \phi \sqrt{2gZ_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 58,7} = 30,54, \quad (4.45)$$

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{65,53}{30,54} = 2,15 \text{ м}, \quad (4.46)$$

где q – удельный расход на водосливе.

$$q = \frac{1966}{24+6} = 65,53 \text{ м}^2/\text{с},$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет $L > 0,4 z_0$, где z_0 - напор создаваемый плотиной.
 $70,6 \text{ м} > 24,8 \text{ м}$ (Условие выполнено)

Глубину ямы размыва можно вычислить по следующей формуле:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{нб}} = 34,23 - 13 = 21,23 \text{ м}, \quad (4.47)$$

где $t = \nabla\text{НБ}$ - ∇ дна ямы размыва, определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} t &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{F_r}) \cdot \sqrt{F_r} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{нб}}}{d}} \cdot h_H = \\ &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{44,2}) \cdot \sqrt{44,2} \cdot \sqrt[4]{\frac{13}{1}} \cdot 2,15 = 34,23 \text{ м}, \end{aligned} \quad (4.48)$$

где d – средняя крупность отдельностей в скале, в предварительных расчётах можно принимать равной 1 м.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяют по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1} = 70,16 + \frac{34,23}{0,67} = 121,25 \text{ м}, \quad (4.49)$$

где α_1 – угол входа струи в воду.

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{нб}})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}} = \quad (4.50)$$

$$= \sqrt{tg^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81(0,5 \cdot 2,15 \cdot \cos 30 + 16,3 - 13)}{30,54^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,67,$$

где a – высота уступа над дном.

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз} = 2,5 \cdot 7,84 + 3,7 \cdot 21,23 = 98,15 \text{ м}, \quad (4.51)$$

a по дну ямы размыва – примерно равна $2,5h_{кр}$, где $h_{кр}$ – критическая глубина потока.

4.4.7 Пропуск расхода через глубинные водосбросы

Глубинные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации.

Глубинный водосброс используется в качестве дополнительного в случае аварии на здании ГЭС и рассчитывается на полезный объем водохранилища.

$$V_{НПУ} = 54,93 \text{ км}^3, V_{УМО} = 35,21 \text{ км}^3,$$

$$V_{\text{полезн}} = 54,93 - 35,21 = 19,72 \text{ км}^3 (19,72 \cdot 10^9 \text{ м}^3)$$

Время, за которое срабатывается водохранилище (5 месяцев).

$$Q_{\text{д.в.}} = \frac{V_{\text{пол.вдх}} + V_{\text{пр.}}}{t_{\text{сраб.}}} = \frac{19,72 \text{ км}^3 + 3,68 \text{ км}^3}{5_{\text{мес.}}} =$$

$$= \frac{19720000000 \text{ м}^3 + 3680000000}{12960000 \text{ с}} = 1809,41 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (4.52)$$

где $t_{\text{сраб.}} = 5_{\text{мес}} \cdot 30_{\text{дней}} \cdot 24_{\text{ч}} \cdot 60_{\text{мин}} \cdot 60_{\text{с}} = 12960000 \text{ с}$ (время сработки);

$V_{\text{пол.вдх}}$ - полезный объем водохранилища, $V_{\text{пр}}$ – объем притока;

$$V_{\text{дна}} = 390 \text{ м}, V_{\text{НПУ}} = 465 \text{ м},$$

Расчет сечения водосброса:

Задаемся высотой отверстия водосброса $h = 6 \text{ м.}$, водосброс располагаем на 10 м выше дна (рис. 4.3).

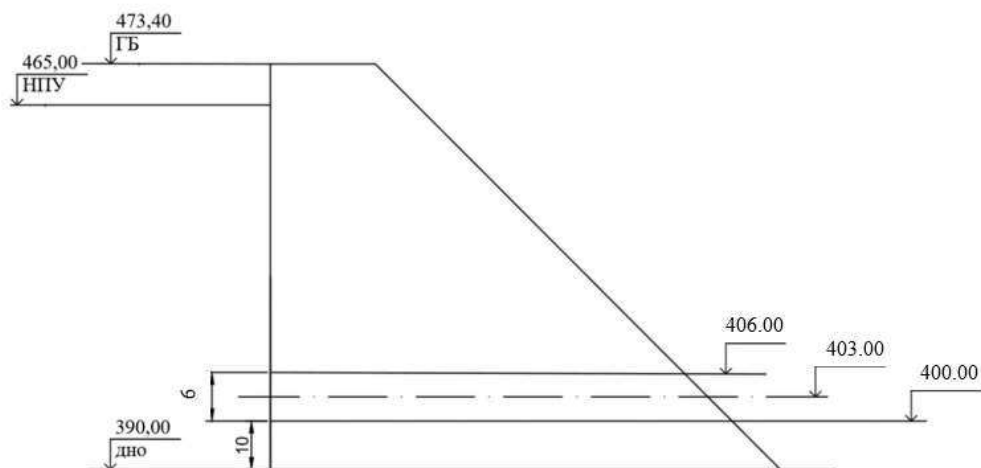


Рисунок 4.3 – Определение затопления выходного отверстия донного водосброса

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле:

$$Q = \mu \cdot \omega_{\text{во}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}, \quad (4.53)$$

где $H_{\text{во}}$ - напор над центром выходного отверстия;

$\omega_{\text{во}}$ - площадь выходного отверстия;

Q - расход, сбрасываемый через отверстие, μ - коэффициент расхода.

Площадь выходного отверстия $\omega_{\text{во}}$ при известном $Q_{\text{д.в.}}$ будет равна:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_{\text{д.в.}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}}, \quad (4.54)$$

Для того чтобы определить $H_{\text{во}}$ нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки донного водовыпуска. Высота отверстия $h = 6$ м, нижняя отметка глубинного отверстия 400,0 м. Отметка над центром выходного отверстия:

$$\nabla \text{ЦВО} = 400,0 + \frac{h}{2} = 403,0 \text{ м}, \quad (4.55)$$

Напор над центром выходного отверстия:

$$H_{\text{во}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ЦВО} = 465 - 403,0 = 62 \text{ м}, \quad (4.56)$$

$$\omega_{\text{во}} = \frac{1809,41}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 62}} = 64,85,$$

Принимаем количество отверстий равное двум. Тогда площадь одного водопропускного отверстия:

$$\omega_1 = \frac{\omega_{\text{во}}}{2} = \frac{64,85}{2} = 32,42, \quad (4.57)$$

Так как высота отверстия - 6 м, тогда ширина будет равна:

$$b = \frac{\omega_1}{h}, \quad (4.58)$$

$$b = \frac{32,42}{6} = 5,40 \text{ м},$$

Округлим ширину отверстия до 6 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна:

$$\omega_{\text{во}} = b \cdot h = 6 \cdot 6 = 36 \text{ м}^2, \quad (4.59)$$

Исходя из расчетов, получаем 2 глубинных водосброса $h = 6 \text{ м}$, $b = 6 \text{ м}$. Располагаем по одному отверстию в двух секциях.

4.5 Конструирование плотины

4.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является более экономичным.

Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию. Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верхней грани, определяют ширину подошвы плотины.

Для плотин на скальном основании, ширина подошвы находится по формуле:

$$B_n = h \cdot \text{tg}\alpha = 77 \cdot 0,7 = 53,9, \quad (4.60)$$

$$\text{где } h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 465 - 388 = 77 \text{ м}, \quad (4.61)$$

$$\text{tg}\varphi = 0,7 \text{ (для скальных пород)}$$

4.5.2 Разрезка бетонной плотины швами

Так как плотина проектируется на скальном основании, в ней устраиваются швы, обеспечивающие свободное развитие температурных и усадочных деформаций.

Принимаем ширину температурного шва по контуру 1 см., внутри тела плотины 0,3 см.

4.5.3 Быки

Размеры быков водосбросной плотины следует назначены в зависимости от типа и конструкции затворов, размеров водосбросных отверстий, эксплуатационных и аварийных выходов из продольных галерей, а также размеров и конструкции мостовых пролетных строений. Оголовок быка выполняется полукруглым. Обозначение размеров быка представлены на рисунке 4.4.

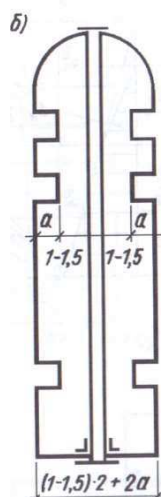


Рисунок 4.4 – Размеры быка

Толщина разрезного быка $\delta_B = 3$ м. Пазы для плоского аварийно-ремонтного затвора принимаем шириной $a = c = 0,5$ м.

Пазы для рабочего затвора принимаем $m = n = 0,5$ м.

Пазы аварийно - ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещаем на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

Ширина плотины по гребню включает в себя ширину пешеходной дорожки, автодорогу и место для движения крана. На гребне проектируем дорожку для людей общей шириной – 3 м, проезжую часть шириной - 8 м и место под кран - 10 м. Общая ширина сооружения по гребню 21 м. Ширина плотины по гребню может измениться при расчётах сооружения на прочность и устойчивость, но не может быть меньше заданной величины.

4.5.4 Устои

Устои плотин предназначены для защиты, примыкающей к водосливу земляной плотины, или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе; для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной или берегу; также они служат опорами для затворов и мостов. Между водосливной и стационарной частью, и водосливной плотиной и грунтовой устроены разделительные устои для разделения потоков.

4.5.5 Основные размеры цементационной завесы

В скальном основании плотины устраиваем противофильтрационную преграду в виде цементационной завесы.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{кр}}, \quad (4.62)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе, определяются из фильтрационного расчёта.

$$\Delta H_3 = H_d - H_{ас} = 73,5 - 29,4 = 44,1 \text{ м}, \quad (4.63)$$

$J_{кр}$ – критический градиент напора на завесе принимаем $J_{кр} = 15$.

γ_n - коэффициент надежности по ответственности сооружения для I класса
 $\gamma_n = 1,25$;

где $H_d, H_{ас}$ - геометрические параметры эпюры фильтрации, см. пункт 4.1.4.

$$\delta_3 = \frac{44,1 \cdot 1,25}{15} = 3,68 \text{ м},$$

Заглубление завесы относительно подошвы сооружения:

$$\begin{aligned} h_{зав} &= (0,5 \div 0,8) \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{\min}}) = \\ &= (0,5 \div 0,8) \cdot (465 - 391,5) = (36,75 \div 58,8) \text{ м}, \end{aligned} \quad (4.64)$$

где $\nabla_{НБ_{\min}} = 391,5$

Принимаем $h_{зав} = 50$ м.

Расстояние от напорной грани до оси завесы:

$$l_1 = (0,1 \div 0,25) \cdot B_n,$$

где B_n - ширина подошвы.

$$l_1 = (0,1 \div 0,25) \cdot 53,9 = (5,39 \div 13,5) \text{ Принимаем } l_1 = 6 \text{ м.}$$

Расстояние между цементационными скважинами принимается 3 м.

4.5.6 Основные размеры дренажа в основании плотины

Для отвода профильтровавшейся воды, снятия фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения и образования трещин в скальном основании под подошвой сооружения устраиваем дренаж.

Заглубление дренажа относительно подошвы сооружения:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав} = (0,5 \div 0,7) \cdot 50 = (25 \div 35) \text{ м,} \quad (4.65)$$

Принимаем $h_{др} = 25$ м.

Диаметр скважин для дренажа принимают в диапазоне 20 - 25 см. принимаем диаметр 0,25 м.

Расстояние от завесы до дренажа принимаем: $l_2 = 8$ м.

4.5.7 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Смотровые галереи размером 2 на 2,5 м расположены по высоте через каждые 12 м. Одна из продольных галерей спроектирована выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Предусмотрены две буровые галереи, находящиеся у подошвы плотины.

Размеры цементационной и размеры дренажной галереи принимаем с учетом работающей техники 3 на 3,5 м, для обеспечения провоза оборудования при работах.

4.5.8 Дренаж в теле плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин (дрен).

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа:

$$a_{дренажа} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{кр}} \geq \frac{73,5 \cdot 1,25}{25} \geq 3,68 \text{ м,} \quad (4.66)$$

где $J_{кр}$ - критический средний градиент напора для бетона плотины 25;

γ_n - коэффициент надежности по ответственности сооружения;

H_d - напор над расчетным сечением при отметке $H_d = 465 - 391,5 = 73,5$ м;
Принимаем $a_{\text{дренажа}} = 4,3$ м. Диаметр дренажа принимаем $d = 0,2$ м

4.6 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

4.6.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчетный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при $Q_{\text{вхк}}$)

4.6.1.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы $G_{\text{пл}}$ определяются в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 2497,05 \text{ м}^2.$$

Вес 1п.м. водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{2497,05 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 3} = 42756,8 \text{ кН/м}, \quad (4.67)$$

где $S_{\text{пл}}$ - площадь поперечного сечения плотины;

b - ширина пролета;

$\delta_{\text{б}}$ - толщина быка;

$\rho_{\text{б}}$ - плотность бетона.

Вес быка:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{3177,21 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{8 + 3} = 20401,2 \text{ кН/м},$$

Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (4.68)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (466 - 451 + 0,5) \cdot 8 = 124 \text{ м}^2, \quad (4.69)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 124 \cdot \sqrt{124} \cdot 9,81 = 745,01 \text{ кН}.$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}})^2 \cdot 0,5 \cdot b = 1000 \cdot 9,81 \cdot (465 - 451)^2 \cdot 0,5 \cdot 8 = 7691,04 \text{ кН}, \quad (4.70)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{971,46}{8 + 3} = 67,73 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (4.71)$$

4.6.1.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
- с верхнего бьефа:

$$W_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 77^2}{2} = 29081,75 \text{ кН/м}, \quad (4.72)$$

$$h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 465 - 388 = 77 \text{ м}, \quad (4.73)$$

- с нижнего бьефа:

$$W_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,5^2}{2} = 60,09 \text{ кН/м}, \quad (4.74)$$

$$h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 391,5 - 388 = 3,5 \text{ м}, \quad (4.75)$$

4.6.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения для основного случая.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot B_{\text{п}} \cdot (\nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 53,9 \cdot (391,5 - 388) = 1850,66 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (4.76)$$

4.6.1.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины представлена на рисунке 4.5.

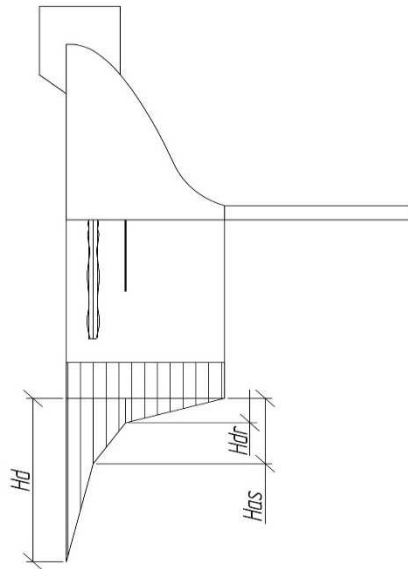


Рисунок 4.5 – Эюра пьезометрического напора по подошве плотины

Для основного случая:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\min}, \quad (4.77)$$

$$H_d = 465 - 391,5 = 73,5 \text{ м},$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 73,5 = 29,4 \text{ м}, \quad (4.78)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 73,5 = 14,07 \text{ м}, \quad (4.79)$$

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

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения для основного случая:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 811,43 = 7960,13 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.80)$$

4.6.1.5 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 13 \cdot 5 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 31,87 \text{ кН/м}^2, \quad (4.81)$$

где γ_n - удельный вес наносов во взвешенном состоянии ($9 \div 13 \text{ кН/м}^3$),

$\gamma_n = 13 \text{ кН/м}^3$;

h_n - толщина слоя наносов;

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

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{31,87 \cdot 5}{2} = 79,67 \text{ кН/м}^2, \quad (4.82)$$

4.6.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \\ &= 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,03 \cdot \left(\frac{50,93}{3,14} + \frac{0,25}{2} \right) = 322,75 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (4.83)$$

где $h_{1\%}$ - высота волны 1%-ной обеспеченности;

$\bar{\lambda}$ - средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 4,03^2}{50,93} = 0,25 \text{ м}, \quad (4.84)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{50,93}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 4,03 = 6,6 \text{ м}, \quad (4.85)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $(1,05 \div 1,1) \cdot h_{1\%}$ над УВБ, а другая не ниже $(5 \div 8) \cdot h_{1\%}$ УВБ.

4.6.2 Расчет прочности плотины

4.6.2.1 Определение напряжений

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины проводится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаются сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составляется таблица 4.3, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке. Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad. Основные нагрузки на плотину сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 - Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
W_B	1,0	→	29081,7	25,66	746431,5
W_H	1,0	←	60,09	1,17	-70,10
G_6	0,95	↓	19381,1	11,26	-218231,1
$G_{пл}$	0,95	↓	40618,9	7,88	-320077,1
$W_{взв}$	1,0	↑	1850,66	0	0
W_ϕ	1,0	↑	7960,13	13,44	106984,1
$W_{волн}$	1,0	→	322,75	70,40	22721,65
E_H	1,2	→	95,61	1,67	159,34
q_3	0,9	↓	60,96	23,0	-1401,98
$\sum N$ 50250,2			$\sum M$ 336516,24		

Расчёт крайних напряжений в сечении плотины на отметке 388,0 м (при расчете на 1 погонный метр длины):

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \sum M}{B^2}, \quad (4.86)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B – ширина подошвы плотины.

$$\begin{aligned}
N &= (G_{\text{пл}} + G_6 - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + q_3) = \\
&= (40618,9 + 19381,1 - 1850,66 - 7960,13 + 60,96) = \\
&= 50250,2 \text{ кН},
\end{aligned} \tag{4.87}$$

$$\begin{aligned}
\sigma_y^u &= -\frac{50250,2}{53,9} + \frac{6 \cdot 336516,24}{53,9^2} = -237,3 \text{ кН/м}^2, \\
\sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2),
\end{aligned} \tag{4.88}$$

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 456 - 388 = 77 \text{ м}, \tag{4.89}$$

где H_d^u - напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \text{tg } \alpha_1, \tag{4.90}$$

где α_1 - угол между напорной гранью и вертикалью.

Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{tg } \alpha_1 = 0$.

$$\begin{aligned}
\sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \\
&= -237,3 \cdot 0 - 10 \cdot 77 \cdot (1 - 0) = -770 \text{ кН/м}^2,
\end{aligned} \tag{4.91}$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0, \tag{4.92}$$

$$\begin{aligned}
\sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = \\
&= -237,3 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 77 \cdot 0 = -237,3 \text{ кН/м}^2,
\end{aligned} \tag{4.93}$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 77 = -770 \text{ кН/м}^2, \tag{4.94}$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_n^2} = -\frac{50250,2}{53,9} - \frac{6 \cdot 336516,24}{53,9^2} = -1627,28 \text{ кН/м}^2, \tag{4.92}$$

$$\begin{aligned}
\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\
&= -1627,28 \cdot 0,7^2 - 10 \cdot 3,5 \cdot (1 - -0,7^2) = -816,22 \text{ кН/м}^2,
\end{aligned} \tag{4.95}$$

где $m_t = \text{tg } \beta$;

β - угол между низовой гранью и вертикалью;
 $\text{tg } 35 = 0,7$.

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{ВХК}}) - \nabla \text{ПОД} = 391,5 - 388 = 3,5 \text{ м}, \quad (4.96)$$

где H_d^t - напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (4.97)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 3,5 - 1627,28) \cdot 0,7 = 1163,6 \text{ кН/м}^2, \quad (4.98)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot 3,5 = -10 \cdot 3,5 = -35 \text{ кН/м}^2, \quad (4.99)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (4.100)$$

$$\sigma_3^t = -1627,28 \cdot (1 + 0,7^2) + 10 \cdot 3,5 \cdot 0,7^2 = -2407,49 \text{ кН/м}^2.$$

Расчёт крайевых напряжений сведены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 - Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань, кН/м ²	Низовая грань, кН/м ²
σ_y	-237,30	-1627,28
σ_x	-770,00	-816,22
τ_{xy}	0	1163,60
σ_1	-237,30	-35
σ_3	-770,00	-2407,49

4.6.2.2 Критерии прочности плотины

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (4.101)$$

где R_b - расчетное сопротивление бетона сжатию согласно с [5];

$\gamma_n = 1,25$ - коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения в соответствии с [5];

γ_{lc} - коэффициент сочетания нагрузок $\gamma_{lc} = 1$ [5];

γ_c - коэффициент условий работы $\gamma_c = 0,95$ [5];

Предварительно принимается бетон класса В7,5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 4050 \text{ кН/м}^2$,
 Рассчитываем выражение, для основного случая:

$$1,25 \cdot 1 \cdot 2407,49 \leq 0,95 \cdot 4500 \text{ (кПа)},$$

$$3009,37 \text{ кН/м}^2 \leq 4275 \text{ кН/м}^2.$$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0, \tag{4.102}$$

$$-237,30 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_v \cdot H_d^u, \tag{4.103}$$

$$237,30 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 77$$

$$237,30 \text{ кН/м}^2 \geq 192,5 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

4.6.2.3 Расчет устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитываются на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \tag{4.104}$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot \text{tg } \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (40618,9 + 19381,1 - 1850,66 - 7960,13 + 60,96) \cdot 0,7 + 110 \cdot \\ &\cdot 53,9 = 41104,13 \text{ кН/м}, \end{aligned} \tag{4.105}$$

где $\text{tg } \varphi = 0,7$ – внутреннее трение для грунта основания (скальные);

$c = 110 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;
 $\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 53,9 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины,
при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= W_{\text{в}} - W_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} = \\ &= 29081,7 - 60,09 + 322,75 + 95,96 = 29440,0 \text{ кН/м}, \end{aligned} \tag{4.106}$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{41104,13 \cdot 0,95}{29440,0 \cdot 1} \geq 1,25,$$

$$1,32 \geq 1,25$$

Полученные значения должны быть больше либо равными коэффициенту надёжности по назначению сооружению и не должен превышать 10%. Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

5 Организация и производство гидротехнических работ

5.1 Гидрологические данные

Среднегодовой расход реки 4257 м³/с. Максимальный расчетный расход при основном расчётном случае 6440 м³/с ($P = 0,1\%$) и максимальный расход при поверочном расчётном случае 6974 м³/с ($P = 0,01\%$), санитарный расход $Q_{\text{сан}} = 800$ м³/с.

Данные расходов и отметок уровней в нижнем бьефе приведены на рисунке 5.1.

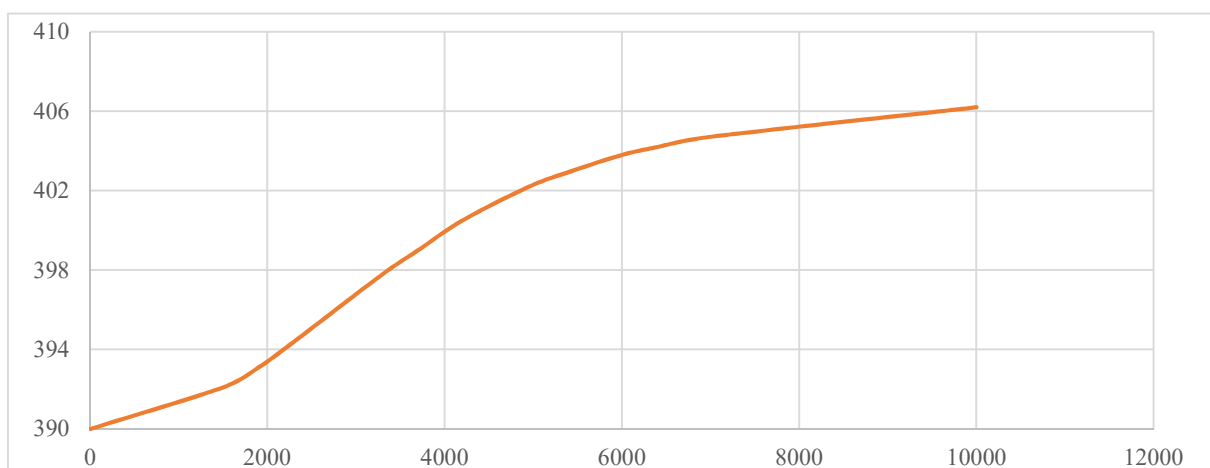


Рисунок 5.1 – Кривая связи уровня нижнего бьефа и расходов

Значения максимальных расходов соответствующей обеспеченности приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Значения максимальных расходов различной обеспеченности

P, %	0,01	0,1	0,5	1	3	5	10
$Q = K_s Q_{\text{ср}}, \text{ м}^3/\text{с}$	6974	6440	6031	5833	5498	5324	5070

Значения месячных расходов реки приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Значения месячных расходов реки

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ср}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1382	1326	1132	2783	11652	7601	5496	4809	6442	5064	1962	1446

5.2 Компоновка гидроузла и состав сооружений

Компоновка гидроузла является приплотинной. Приплотинная компоновка сооружений целесообразна в связи со скальным основанием (диорит) и достаточно широким руслом реки (410 м). Производство работ по возведению сооружений и перекрытию русла ведется методом секционирования (по очередям). Ширина русла при возведении перемычек I очереди составляет 410 м, что позволяет пропускать строительный расход, не превышая допустимых средних скоростей для грунтов русла реки (для диорита 20 м/с).

Пропуск строительных расходов выполняется в две очереди: через стесненное русло, а во вторую очередь - через донные отверстия в нижней части водосливной плотины.

Напорный фронт создается сооружениями:

- Левобережная грунтовая плотина;
- Бетонная водосливная плотина;
- Станционной бетонной плотины;
- Правобережная грунтовая плотина;

Основные параметры ГЭС:

- установленная мощность – 2342 МВт;
- количество гидроагрегатов – 8;
- максимальный расход через гидроагрегат – 579 м³/с;
- диаметр рабочего колеса турбины: $D_1 = 8$ м;
- ширина агрегатного блока: $B_{\text{бл}} = 14$ м;
- длина напорного фронта $L_{\text{нп}} = 1900,00$ м.

5.3 Организация строительства

5.3.1 Разбивка сооружения на периоды и этапы возведения

Выделяют три основных периода, относящихся непосредственно к осуществлению строительства ГЭС: подготовительный, основной и заключительный.

Первый период — подготовительный. Главная задача подготовительного периода — подготовка строительства к ведению работ по основным сооружениям.

Второй период — основной. Главная задача этого периода — возведение основных сооружений в объеме, необходимом для пуска объекта на полную мощность.

Третий период — заключительный. Главная задача этого периода — подготовка и сдача объекта в постоянную промышленную эксплуатацию. В этот период заканчиваются все работы по объекту, не включенные во второй период к моменту пуска объекта во временную эксплуатацию.

Общую задачу каждого периода разбиваем на ряд более частных задач и выделяем внутри каждого периода соответствующие этапы. В основном периоде для речных гидротехнических сооружений выделяем пять этапов, связанных с очередностью возведения сооружений с учетом пропуска строительных расходов и наполнения водохранилища.

I этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;

II этап – перекрытие русла;

III этап – наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища;

IV этап – наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов;

V этап – наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

5.4 I этап строительства (возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла)

Строительные работы начинаем со строительства сооружений, необходимых для стеснения русла реки – перемычек верховой, продольной и низовой для создания котлована I очереди, для строительства в нем бетонных водосливной и глухой правобережной части, и правобережной каменно – набросной плотины.

Пропуск строительных расходов на этом этапе будет производится по стесненному руслу реки со стороны левого берега.

Часть русла, перекрытая перемычками, составляет 50% ширины русла в створе для скальных грунтов основания.

Основные строительные работы I этапа (котлован I очереди):

1) Возведение верховой, продольной и низовой перемычек I очереди;

2) Откачка воды и водопонижение в котловане первой очереди;

2) Выемка скальных грунтов с врезкой в скалу правого берега с предварительным рыхлением буровзрывным способом;

3) Бетонирование нижней части плотины до $\nabla 415,00$

– Водосбросной плотины,

– Правобережной глухой части,

– Подпорной стенки между водосливной плотиной и правобережной частью.

– Раздельный устой между водосливной и станционной частью

– Возведение каменно – набросной плотины так же до $\nabla 414,00$

4) Монтаж затворов для донных отверстий и необходимого на этом этапе гидромеханического оборудования водосливной плотины.

Определяем максимальный строительный расход:

$Q_{\max \text{ стр}}$ назначаем по СП 58 п 8.30. Ежегодная расчетная вероятность превышения расчетных максимальных расходов принимаем равной 10% при сроке эксплуатации до 10 лет.

$Q_{10\%} = 5070 \text{ м}^3/\text{сек}$ (по табл. 5.1), $\nabla_{\text{УВ}} (Q_{10\%}) = 402,0 \text{ м}$ (по рис.5.1.),

$\nabla_{\text{ДНА}} = 390 \text{ м.}$

5.4.1 Гидравлический расчет пропуска строительных расходов I очереди через стесненное русло

Определение скорости потока в сжатом русле $V_{\text{сж}}$:

Стеснение русла для русел из скальных грунтов принимается $J=45-60\%$.

Величину сжатия русла для основания из диорита(скала) принимаем $J = 50\%$.

$$B_{\text{сж}} = J \cdot B_0 = 0,5 \cdot 980 = 490 \text{ м,} \quad (5.1)$$

$$W_{\text{сж}} = B_{\text{сж}} \cdot h_0 = 490 \cdot 12 = 5880, \quad (5.2)$$

$$\text{где } h_0 = (\nabla_{\text{УВ}}_{Q_{10\%}} - \nabla_{\text{ДНО}}) = (402,0 - 390,0) = 12,0 \text{ м,} \quad (5.3)$$

$$V_{\text{сж}} = \frac{Q_{10\%}}{W_{\text{сж}}} = \frac{5700}{5880} = 0,97 \text{ м/с,} \quad (5.4)$$

где - B_0 , м - ширина русла реки.

Принимается по геологическому разрезу створа ГЭС на уровне УВ (при $Q_{\text{стр}}$).

Если $V_{\text{сж}} < V_{\text{доп}}$; $0,97 < 3$ (Допустимая скорость по условиям судоходства) следовательно, размыва русла не происходит.

Определение отметок гребня перемычек.

Для формирования котлована I очереди необходимо выполнить строительство верховой (ВП), продольной (ПП) и низовой перемычек (НП).

При сжатии русла перед верховой перемычкой образуется подпор, а между ВП и НП образуется перепад Z .

$$Z_{\text{расч}} = \frac{V_{\text{сж}}^2}{2\varphi^2 g} - \frac{V_0^2}{2g}; \text{ м,} \quad (5.5)$$

где $\varphi = 0,8-0,85$ коэффициент скорости;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ - ускорение свободного падения;

$$V_0 = \frac{Q_{\text{стр}}}{\omega_0}; \text{ м/с,} \quad (5.6)$$

$$\omega_0 = B_0 \cdot (h_0 + Z_{\text{прин}}); \text{ м}^2, \quad (5.7)$$

где $h_0 = \nabla_{\text{УВ}}_{Q_{\text{стр}}} - \nabla_{\text{ДНА}}; \text{ м.}$

Расчет выполняем в таблице 5.3: $Z_{\text{прин}}$, м назначаем от 0,2 до 1,0 м и определяем $Z_{\text{расч}}$.

Таблица 5.3 – Расчетные значения

$Z_{\text{прин}}$, м	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
ω_0 , м ²	11956	12152	12348	12544	12740
V_0 , м/с	0,48	0,47	0,46	0,44	0,45
$Z_{\text{расч}}$, м	0,063	0,064	0,064	0,064	0,065

Значения меняются мало, принимаем любое значение $Z_{\text{расч}}$.

$$Z_{\text{расч}} = 0,065 \text{ м};$$

Отметка гребня верховой перемычки I очереди

$$\nabla \text{ГВП}_{I\text{оч}} = \text{УВ}_{Q_{\text{стр}}} + Z_{\text{расч}} + d = 402,0 + 0,065 + 3,5 = 405,5 \text{ м}, \quad (5.8)$$

$d = h_{\text{н}} + \Delta h + \alpha$; м – запас высоты гребня, определяется расчетом по СП38.13330. В предварительных расчетах можно принять:

$h_{\text{н}}$ = высота наката ветровой волны на откос 0,5 м;

Δh = высота ветрового нагона 0,5 м;

α = запас 0,4-0,5 м.

Величину d необходимо увеличить на 2,0 м при наличии ледохода на реке.

Отметка гребня низовой перемычки I очереди

$$\nabla \text{ГНП}_{I\text{оч}} = \text{УВ}_{Q_{\text{стр}}} + \alpha = 402,00 + 2,5 = 404,5 \text{ м}, \quad (5.9)$$

Принимаем каменно-земляные перемычки рисунок 5.2.

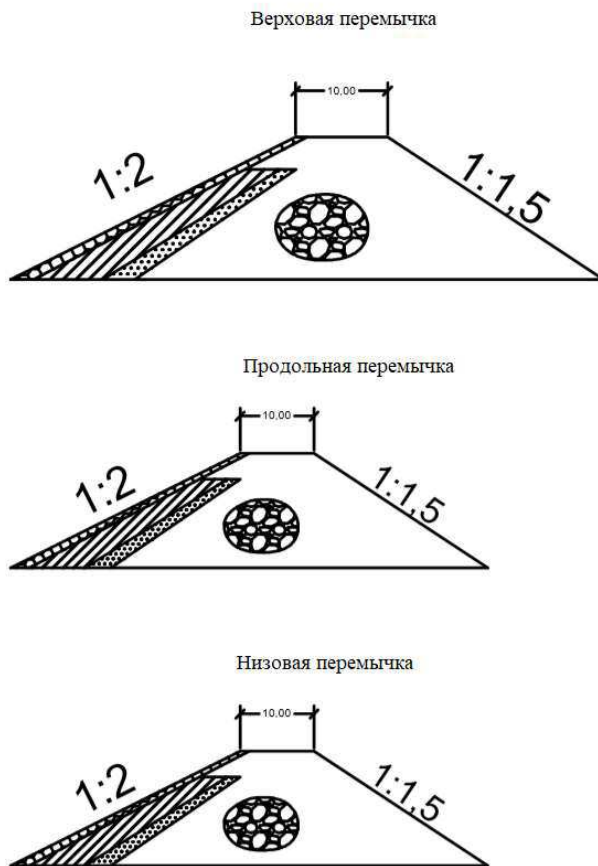


Рисунок 5.2 – каменно-земляные перемычки.

Далее чертим конструкцию перемычек, а также на генплане вычерчиваем предварительные оси перемычек и размеры котлована I очереди.

По генплану определяем длины перемычек, верховой $L_{\text{в}} = 256,6$ м, продольной перемычки $L_{\text{п}} = 421,45$ м, низовой $L_{\text{н}} = 256,6$ м.

5.4.2 Возведение сооружения до перекрытия русла: Отсыпка перемычек (ВП, НП, ПП), откачка воды из котлована 1 очереди.

Откачка воды из котлована осуществляется способом открытого водоотлива. Объем воды, необходимый откачать равен 2 объема котлована. Объем котлована рассчитываем с помощью программы AutoCAD.

$$W_{\text{кот}} = 36750 \text{ м}^3;$$

$$W_{\text{отк}} = W_{\text{кот}} \cdot 2 = 36750 \cdot 2 = 73500 \text{ м}^3, \quad (5.10)$$

Для откачки воды принимаем насос Д160-112а с мощностью $70 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Определяем необходимое количество времени для откачки воды из котлована:

$$t = \frac{W_{\text{отк}}}{n \cdot P} = \frac{73500}{2 \cdot 70} = 525 \text{ ч} = 22 \text{ сут.}, \quad (5.11)$$

Определяем скорость понижения уровня воды в котловане:

$$\frac{15,5}{22} = 0,71 \text{ м/сут} < \text{допустимая } 0,8 \text{ м/сут.}$$

Выбранный насос удовлетворяем условия откачки воды.

5.4.3 Водопонижение

Для поддержания котлована в сухом состоянии применяем способ открытого водоотлива. Используя насосы НЦВСМ-10/40 в количестве 4 штук производительностью 10 м³/час.

5.5 Пропуск строительных расходов II очереди

Пропуск строительных расходов II очереди осуществляем через донные отверстия.

5.5.1 Гидравлический расчет пропуска строительных расходов II очереди через донные отверстия в водосбросе

Определяем минимально допустимое количество донных отверстий из условия неразмываемости русла реки:

$$n_{\min} = \frac{Q_{\text{стр}}}{V_{\text{доп}} \cdot h_p \cdot l} = \frac{5070}{22 \cdot 12 \cdot (6 + 8)} = 1,37 = 2, \quad (5.12)$$

где $V_{\text{доп}}$ - допустимая средняя скорость для грунтов русла реки (диорит)

h_p – глубина воды на пороге быстротока или в русле реки, м;

l – 6 и 8 м ширина донных отверстия, м;

Ширину донного отверстия в строительный период принимаем равной ширине отверстий донного водосброса эксплуатационного периода.

5.5.2 Определяем расчетную отметку порога донных отверстий (ВПДО)

$$Q_{\text{пер}} = 1132 \text{ м}^3/\text{с} \text{ (март)} \text{ и } УВ_{Q_{\text{пер}}} = 392,0 \text{ м}$$

Определяем уровень воды в верхнем бьефе ($УВБ(Q_{\text{пер}})$)

$$\nabla УВБ(Q_{\text{пер}}) = \nabla УНБ(Q_{\text{пер}}) + Z_{\text{max}}$$

$$\nabla УВБ_{Q_{пер}} = \nabla УНБ_{Q_{пер}} + Z_{max} = 392,0 + 2 = 394,0$$

$\nabla УНБ (Q_{пер})$ - уровень воды в реке при расходе перекрытия, определяем по кривой связи расходов и уровней Z_{max} -максимальный перепад при перекрытии русла, назначаем 2 м. Определяем глубину воды над порогом донного отверстия $H_{п}$:

$$H_{п} = \left(\frac{Q_{пер}}{m \cdot b \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1132}{0,35 \cdot ((4 \cdot 6) + (4 \cdot 8)) \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,5 \text{ м}, \quad (5.13)$$

где $b = n \cdot l$ – ширина донных отверстий $b = 56$;
 n – количество донных l – ширина донного отверстия, м
 m – коэффициент расход водослива, для водослива с широким порогом 0,3-0,35.

$$\nabla ПДО = \nabla УВБ_{Q_{пер}} - H_{п} = 394 - 5,5 = 389,5 \text{ м}, \quad (5.14)$$

Назначаем окончательную отметку порога донного отверстия из конструктивных соображений, с учетом отметки дна реки и меньше расчетной. $\nabla ПДО = 389,5$ м

5.5.3 Определяем количество отверстий строительного периода для пропуска максимального строительного расхода $Q_{пер}$

Для выбора расчетных формул необходимо определить состояние пропуска расходов: затопленный водослив или незатопленный водослив.

Водослив считается затопленным, если отметка верха донного (∇ Верха ДО) отверстия меньше уровня воды в НБ ($\nabla УНБ (Q_{стр})$), то есть за водосливом.

Если ∇ Верха ДО $<$ $\nabla УНБ (Q_{стр})$ – затопленное отверстие

$$\nabla \text{Верха ДО} = 389,5 + 6 = 395,6 \text{ м} < \nabla УНБ = 402 \text{ м}, \quad (5.15)$$

Определяем величину перепада между уровнями ВБ и НБ – $Z_{во}$

$$Z_{во} = \frac{Q_{стр}^2}{\mu^2 \cdot \omega_{во}^2 \cdot 2g} = \frac{5070^2}{0,74^2 \cdot 528^2 \cdot 2 \cdot 9,81} = 8,5 \text{ м}, \quad (5.16)$$

где $\omega_{во} = b \cdot h_{отв} \cdot n$, m^2 – суммарная площадь донных отверстий.

n – количество отверстий строительного периода.

Количество донных отверстий изменяется от n_{min} (см. расчет по п.1) до n_{max} .

Максимальное количество отверстий n_{max} назначается равным или меньше количества отверстий эксплуатационного периода, либо, если конструкция водосброса позволяет, то отверстия строительного периода можно разместить в два ряда по высоте.

$$\mu = \frac{1}{1 + \xi_{вх} + \frac{2gL}{C^2R}} = \frac{1}{1 + 0,3 + \left(\frac{2 \cdot 9,81 \cdot 60}{(90,8^2) \cdot 3,069}\right)} = 0,74, \quad (5.17)$$

где С - коэффициент Шези:

$$C = \frac{R^y}{n} = 90,8, \quad (5.18)$$

где n – коэффициент шероховатости: для бетона=0,012-0,013;
у – показатель степени по упрощенной формуле, для R>1,0 м:

$$y = 1,3 \cdot \sqrt{n} = 0,148, \quad (5.19)$$

R – гидравлический радиус, м:

Для затопленного отверстия

$$R = \frac{w}{x} = \frac{b \cdot h}{2b + 2h} = \frac{(24 \cdot 6) + (48 \cdot 8)}{(2 \cdot 24 + 2 \cdot 6) + (2 \cdot 48 + 2 \cdot 8)} = 3,069 \text{ м}, \quad (5.20)$$

L – длина донного отверстия, 60 м;(определяем по чертежу);

$\xi_{вх}$ – потери напора на входе = 0,2-0,5.

Значение перепада должно быть небольшим, в противном случае необходимо увеличивать размеры и количество отверстий, либо отказываться от донных отверстий и осуществлять пропуск расходов через «гребенку».

$$\nabla_{УВБ}(Q_{стр}) = \nabla_{УНБ}(Q_{стр}) + Z_{во} = 402 + 8,5 = 410,5 \text{ м}, \quad (5.21)$$

Вывод: для пропуска паводка с расходом $Q_{стр} = 5070 \text{ м}^3$ необходимо 10 отверстий с $\nabla_{ПДО} = 389,5 \text{ м}$.

5.5.4 Определение отметок гребня перемычек II очереди

Отметка гребня верховой перемычки II очереди:

$$\nabla_{ГВП} // оч = \nabla_{УВБ}(Q_{стр}) + d = 410,5 + 3,5 = 414,0 \text{ м}, \quad (5.22)$$

Отметка гребня низовой перемычки II очереди:

$$\nabla_{ГНП} // оч = \nabla_{УНБ}(Q_{стр}) + \alpha = 402 + 2,5 = 404,5 \text{ м}, \quad (5.23)$$

d, α -аналогичны значениям, определенным для перемычек I очереди.

5.6 Буровзрывные работы

Технология для разрыхления скального грунта диорит используем метод скважинных зарядов сеткой 4x4x7,2 м. Для нормальной отработки подошвы уступа длину скважин увеличивают на некоторую величину, зависящую от диаметра и длины зарядов (перебур). Схема расположения скважин представлено на рисунке 5.3.

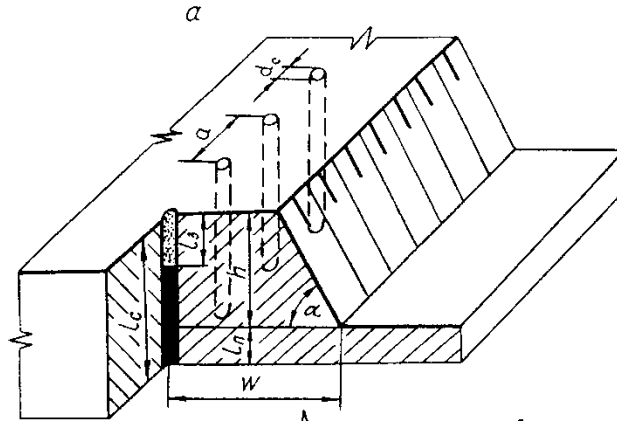


Рисунок 5.3 – схемы БВР скважин на уступе, однорядная
 W – расстояние до скважины; a – расстояние между скважинами; d_c – диаметр скважины; l_c – длина скважины; h – высота уступа; l_z – длина заряда; α – угол откоса рабочего уступа.

Подбор бурового станка подбираем по классификации пород (диорит относится к труднобуримым породам класса 10). По классу пород подбираем модель бурового станка 5СБШ-320-36.

Определим количество скважин:

$$n_{\text{СК}} = V/v_{\text{СК}} = 1\,038\,525/115,2 = 9015 \text{ скважин,} \quad (5.24)$$

где V – объем котлована, м^3 ;
 $v_{\text{СК}}$ – объем одной скважины, м^3 .

$$L_{\text{СК}} = H_{\text{уступ}} + h_{\text{п}} = 4,0 + 3,2 = 7,2 \text{ м,} \quad (5.25)$$

где $H_{\text{уступ}}$ – высота уступа, м;
 $h_{\text{п}} = 10 \cdot d_{\text{СКВ}} = 10 \cdot 320 = 3200 \text{ мм}$ – глубина перебура.

$$n_{\text{СК}} \cdot L_{\text{СК}} = 9015 \cdot 7,2 = 64908 \text{ м,} \quad (5.26)$$

Сменная производительность бурового станка:

$$П_{б.ст.} = \frac{T_{см}}{T_0 + T_B} = \frac{8}{0,133 + 0,027} \cdot 0,8 = 40 \text{ м/смену}, \quad (5.27)$$

где $T_{см}$ – продолжительность смены, ч;
 T_0, T_B – продолжительность выполнения соответственно основных и вспомогательных операций, приходящихся на 1 м скважины, ч.

Определяем время буровых работ:

$$\frac{64908}{40} = 1623 \text{ смен}; 1 \text{ станком в 1 смену}. \quad (5.28)$$

5.7 Земляные работы

Технология:

Цикл земляных работ состоит из набора грунта экскаватором прямой лопатой с погрузкой в транспорт, транспортировки в полезную насыпь на расстоянии 2 км.

Определяем объем вынимаемого грунта под водосливную плотину и грунтовую плотину:

$$\begin{aligned} V_{\text{выем}} &= V_{\text{врезка}} + V_{\text{дорога}} + V_{\text{яма размыва}} = \\ &= 709661 + 283864 + 45000 = 1\,038\,525 \text{ м}^3, \end{aligned} \quad (5.29)$$

где $V_{\text{врезка}}, V_{\text{дорога}}, V_{\text{яма размыва}}$ – посчитаны с помощью программы AutoCAD;

Основные машины для разработки грунта котлована используются: Экскаватор JONYANG JY400E вместимостью ковша $q = 2,0 \text{ м}^3$.

Производительность экскаватора:

$$П_э = П_T \cdot T_p \cdot k_B = 246 \cdot 1 \cdot 0,8 = 1997 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}, \quad (5.30)$$

$$П_T = 3600 \cdot q \cdot k_H / t_{ц} \cdot k_p = 3600 \cdot 2,0 \cdot 1,3 / 28 \cdot 1,36 = 246 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}, \quad (5.31)$$

где q – геометрическая емкость ковша экскаватора;

k_H – коэффициент наполнения ковша;

$t_{ц}$ – продолжительность одного цикла;

k_p – коэффициент разрыхления грунта (диорит);

k_B – коэффициент использования внутрисменного рабочего времени.

Емкость ковша $2,0 \text{ м}^3$, емкость кузова самосвала $4 \cdot 2,0 = 8,0 \text{ м}^3$. Для транспортировки грунта подходит Урал-5557-40 – 8 м^3 .

Отвал находится на расстоянии 2,0 км, средняя скорость движения 35 км/ч.

Определяем количество единиц машин:

$$(m - 1) \cdot T_{\text{п}} / \Pi_{\text{э}} = L_1 / V_1 + L_2 / V_2 + 0,01 + 0,17, \quad (5.32)$$

$$(m - 1) \cdot 8 / 197 = 2 / 20 + 2 / 40 + 0,01 + 0,17,$$

$$(m - 1) \cdot 0,04 = 0,33,$$

$$(m - 1) = 0,33 / 0,04,$$

$m = (0,33 / 0,04) + 1 = 9,225$ единиц машиу, округляем до 10 единиц машин.

Объем выемки в месяц одного экскаватора

$$\Pi_{\text{э}} \cdot T_{\text{р}} = 197 \cdot 8 \cdot 21 = 33096 \frac{\text{м}^3}{\text{мес}}, \quad (5.33)$$

Определяем количество времени, требуемое для выемки грунта экскаватором:

$$T_{\text{выем}} = \frac{1038525}{33096} = 31,4 \text{ мес}, \quad (5.34)$$

Определяем интенсивность земляных работ:

$$I_{\text{зр}} = \frac{31,4}{1038525} = 0,00003 \frac{\text{мес}}{\text{м}^3}, \quad (5.35)$$

5.8 Производство бетонных работ

Так как бетонные работы ведутся единым фронтом, то подбор механизмов осуществляется для полного объема бетонных работ.

Определяем полный объем бетонных работ

Бетонируемая часть плотины состоит:

- Бетонной водосливной плотины;
- Станционной бетонной плотины с приплотинным зданием ГЭС;
- Правобережной глухой бетонной части;
- Раздельного устоя;

Сопряжение бьефов является отброс струи с носка – трамплина.

Основные характеристики бетонируемой части плотины:

Бетонируемая плотина имеет донные отверстия.

Ширина подошвы плотины: $B = 225$ м;

Площадь бетонного участка: $\omega_{\text{бет.уч.}} = 2648,64 \text{ м}^2$;

Объем бетона составляет:

$$V_{\text{б.у}} = \omega_{\text{бет.уч.}} \cdot B_{\text{бет.уч.}} = 2648,64 \cdot 225 = 595\,944 \text{ м}^3, \quad (5.36)$$

Выбираем схему с размещением бетоноукладочных кранов на сооружении рисунок 5.4.

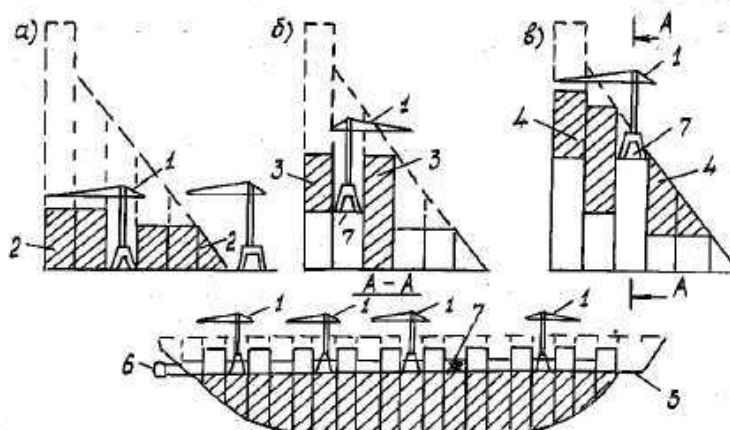


Рисунок 5.4 – схема размещения бетоноукладочных кранов на сооружении.

Принимаем краны КБГС-450 грузоподъемностью 10-25 тонн.

Бадья – 3,2 м³

Горизонтальный транспорт: автобетоносмеситель DIECI F700 объемом 3,2 м³.

5.9 Опалубочные работы

Определение площади опалубки:

$$S = V \cdot k_{оп} = 595\,944 \cdot 0,5 = 297\,972 \text{ м}^2, \quad (5.37)$$

где V – объем бетона,

$k_{оп} = 0,5 \text{ м}^2/\text{м}^3$ – коэффициент опалубиваемой поверхности (для массивных частей $0,5 \text{ м}^2/\text{м}^3$).

Установка и разборка опалубки выполняется бетоноукладочным краном грузоподъемностью 10-25 т. Применяем опалубку деревянно-металлическую мелко щитовую, плоскую на тяжах.

Исходя из таблицы ГЭСН 37-01-021-01 определяем время установки и разборки опалубки:

Кран на гусеничном ходу, грузоподъемностью 10-25 т., выполняет объем работ на установку 100 м^2 опалубки за 2,37 маш.-ч.

Рассчитываем время выполнения установки и разборки опалубки при 297972 м^2 :

$$t = 2979,72 \cdot 2,37 = 7062 \text{ маш. ч или 10 мес.}, \quad (5.38)$$

5.10 Арматурные работы

Арматурные работы – это комплекс мероприятий, состоящий из: приема и хранения арматурной стали, изготовления арматурных конструкций, транспортирования их к месту установки, монтажа арматурных конструкций, сдачи арматурных конструкций под бетонирование.

Принимаем стержневую арматурную сталь периодического профиля: класс стали А – III, марка стали СтЗсп С235 (СП 63,13330,2012 «БЕТОННЫЕ И ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫЕ КОНСТРУКЦИИ»), исходя из расчетной температуры района строительства -33°C (рис. 5.5). Параметры арматуры представлены в таблице 5.4.

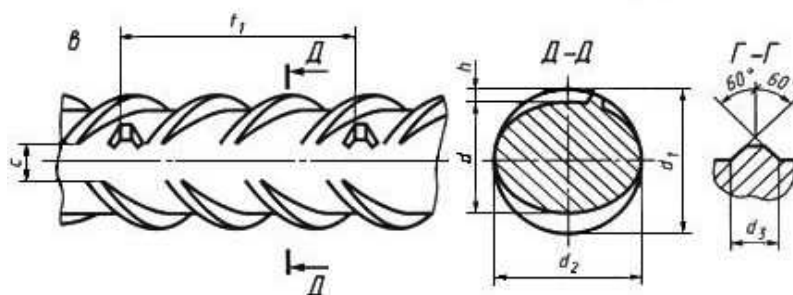


Рисунок 5.5 – периодический профиль арматурной стали

Таблица 5.4 – Параметры арматуры в миллиметрах

Номинальный диаметр арматурной стали	d	h	d_1	t^*	b	c	h_1	L_m	b_2	d_3
14	13,3	1,1	15,9	9	1,4	4,4	1,1	3	3	4

К арматурным изделиям, применяемым в железобетонных элементах, относятся:

- отдельные арматурные стержни;
- плоские и рулонные арматурные сетки (в дальнейшем — сетки);
- армокаркасы и прочее

Определяем объем арматурных работ

$$J = V \cdot K_{ap} = 595944 \cdot 0,015 = 8940 \text{ тн.}, \quad (5.39)$$

Для монтажа используем КБГС-450 10-25.

Рассчитываем время выполнения установки арматуры при

$$8940 \text{ м}^2: t = 89,40 \cdot 75,21 = 6724 \text{ маш. ч или 10 мес}, \quad (5.40)$$

5.11 Время выполнения бетонных работ

Определяем по ГЭСН 37- 01- 002- 02

Рассчитываем время выполнения бетонных работ при

$$595944 \text{ м}^2: t = 5959,44 \cdot 7,62 = 45\,411 \text{ маш. ч или } 63 \text{ мес.}, \quad (5.41)$$

$$595944 \text{ м}^2: t = 5959,44 \cdot 28,68 = 170\,917 \text{ маш. ч или } 237 \text{ мес.}, \quad (5.42)$$

Интенсивность бетонных работ:

$$\sum = 170917 + 45411 + 6724 + 7062 = 230114 \text{ маш. ч.}, \quad (5.43)$$

$$\frac{230114}{595944} = 0,39 \text{ маш.}, \quad (5.44)$$

5.12 Приготовление бетонной смеси

Классы (марки) вибрированного и укатанного бетонов по прочности (В25) и их расчётные характеристики устанавливаются для гидротехнических сооружений и их частей в соответствии с СП 40.13330, СП 41.13330 и СП 101.13330. Также в соответствии с правилами этих же СП для гидротехнических сооружений и их частей устанавливаются необходимые марки бетонов по водонепроницаемости (W4) и морозостойкости (F400). Для массивных гидротехнических сооружений с зональной разрезкой требования к прочности, водонепроницаемости и морозостойкости должны быть установлены дифференцированно, в строгом соответствии с фактическими условиями работы бетона различных зон и частей сооружений.

Подвижность и жесткость бетонной смеси на выходе из бетонного завода задаются технической инспекцией (лабораторией) с учетом их изменения за время транспортирования и подачи смеси до места укладки в блоке.

Лаборатория строительства систематически ведет наблюдение за приготовлением бетонной смеси.

Выбор материалов для вибрируемых гидротехнических бетонов (вяжущих – ПЦ 400-Д20-Б - ПЛ), тонкомолотых и других добавок пластифицирующие, песка, крупного заполнителя и воды) производится в соответствии с ГОСТ 26633.

При установлении расхода цемента необходимо учитывать его потери, вызванные производственными условиями. В целях снижения расхода цемента применяют гравий с возможно большей крупностью.

Применяемые системы подготовки заполнителей, их транспортирования и складирования обеспечивает соответствие качества и зернового состава заполнителей в расходных бункерах бетонного завода требованиям ГОСТ 26633 к заполнителям для бетона гидротехнических сооружений.

Способы транспортирования заполнителей для бетона, их складирования и подачи к бетоносмесительным установкам исключают возможность их загрязнения и смешения различных фракций, а также расслоения заполнителей по крупности или смерзания в зимнее время.

Для снижения расхода цемента, а также улучшения основных свойств бетонной смеси и бетона в бетонную смесь при ее приготовлении вводят добавки поверхностно-активных веществ. Быстровозводимый бетонный завод Classic MP 35, производительностью 30 м³/ч.

5.13 Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию

В общем случае мероприятия по подготовке блоков имеют своей целью обеспечить условия для нормального ведения бетонных работ в блоке и для набора бетоном и конструкцией проектной прочности, включая получение прочного и плотного сцепления свежеложенной смеси с ранее уложенным бетоном или с естественным основанием. Эти мероприятия подразделены на следующие группы:

- установка опалубки (деревянную крупнопанельную щитовую, плоскую с деревянными фермами – подкосами) и заделка щелей;
- установка и зачистка проектных арматурных конструкций;
- установка арматуры ($3C \frac{14 A-III-200}{14 A-III-200} 165$) и аппаратуры для регулирования температурного режима и омоноличивания швов - при необходимости (трубы охлаждения, цементационная арматура и др.);
- установка закладных частей для различного оборудования;
- установка контрольно-измерительной аппаратуры;
- подготовка площадок и оборудования для приема бетонной смеси;
- подготовка поверхностей оснований блоков;
- приемка блоков к бетонированию;
- проверка готовности всего тракта приготовления - транспорта и подачи бетонной смеси в блок и их соответствия проектным условиям.

В зимний период дополнительно добавляется группа мероприятий по установке тепляков или шатров и поддержанию в них необходимого температурного режима. Каждая группа мероприятий имеет свой набор работ, обеспечивающих в итоге нормальный ход бетонных работ и требуемые качества бетона и бетонных конструкций. Установка (монтаж) типа арматурных конструкций и опалубки осуществляется на основе чертежей и схем армирования и схем опалубки блоков.

5.14 Подготовка оснований блоков

Подготовка естественных оснований заключается в обеспечении требуемых условий для получения в контактном слое требуемых прочностных и противодиффузионных свойств. При наличии скальных оснований (диорит) предусматриваются следующие операции: разработка защитного слоя; удаление всех продуктов выветривания (рыхлой скалы, бухтящих кусков); отвод ключей грунтовых напорных вод при необходимости; очистка, промывка, продувка воздухом; сдача комиссии по приемке блока к бетонированию с составлением акта и геологической схемы основания.

Подготовка поверхности ранее уложенного бетона предусматривается:

- удаление опалубки, штраб, пробок, и других деревянных закладных частей;
- удаление наплывов, раковин (до здорового бетона);
- удаление пятен мазута, нефти, битума;
- удаление цементной пленки;
- очистку от мусора;
- окончательную промывку струей воды под напором и продувку сжатым воздухом.

Цементная пленка удаляется различными способами в зависимости от возраста бетона в основании: в возрасте бетона 6-12 ч - водяной или воздушной струей под давлением 0,4-0,5 МПа; в возрасте бетона 8-20 ч - металлическими механическими щетками; в возрасте бетона более 3 сут - с применением гидropескоструйного аппарата.

5.15 Уплотнение бетонной смеси

Уплотнение бетонной смеси является одним из основных технологических процессов при бетонировании конструкций, в значительной мере определяющим качество уложенного бетона.

Для возведения массивных бетонных сооружений применяются жесткие и малопластичные бетонные смеси, то основным методом уплотнения при возведении таких конструкций принимаем виброуплотнение.

Виброуплотнение заключается в передаче бетонной смеси механических колебаний от источника этих колебаний - вибратора. Процесс виброуплотнения сводится к разрушению первоначальной структуры укладываемой смеси (трехфазной) и в переводе ее в разжиженное состояние (пластично-вязкое течение), при которой смесь подчиняется действию силы тяжести, растекается, занимая всю возможную форму, уплотняется и приобретает более устойчивую, плотную (приближающуюся к двухфазной) структуру. При этом зерна заполнителя перемещаются в результате чего достигается заполнение межзернового пространства цементным тестом с одновременным вытеснением воздуха, отделением части воды на поверхность уплотняемой смеси. Таким образом, вибрирование позволяет уменьшить содержание воздуха и расход воды для приготовления бетонной смеси, а, следовательно, повысить плотность и прочность бетона.

5.16 Производство бетонных работ в зимних условиях

Особые требования к производству бетонных работ при отрицательной температуре наружного воздуха или основания предъявляются при наличии одного из следующих условий:

- а) среднесуточная температура наружного воздуха ниже 0°C ;
- б) минимальная суточная температура наружного воздуха минус 5°C или ниже;
- в) температура основания, подготавливаемого для укладки на него бетона, ниже 0°C .

Производство зимних бетонных работ ведется при строгом соблюдении заданных проектом требований по сохранению монолитности сооружения обеспечивать получение в заданные сроки бетона с предусмотренной проектом прочностью, водонепроницаемостью и морозостойкостью. Для выполнения этого необходимо:

- а) сохранение положительных температур как бетонной смеси в процессе укладки, так и уложенного бетона;
- б) обеспечение надлежащего температурного режима в процессе твердения бетона;
- в) ограничение температурного перепада между ядром и поверхностью блока при выдерживании бетона в опалубке и между ядром блока и наружным воздухом при его распалубке;

Температурный режим твердения бетона должен обеспечить до замораживания не менее 40% его проектной прочности для классов 200 или выше и не менее 50% прочности для более низких марок, если в проекте не предусматривается иных требований.

Укладка бетонной смеси в зимнее время производится и в открытых блоках — методом «термоса», и под защитой шатров.

Бетонирование в открытых блоках методом «термоса» производится:

- а) для массивных блоков с модулем опалубливаемой поверхности МП до 1 при температуре до минус 15°C ;
- б) для блоков с МП от 1 до 3 при температуре до минус 10°C с дополнительным утеплением углов и ребер блоков или периферийным их электропрогревом;
- в) для немассивных конструкций с МП более 3 при температуре до минус 10°C — методом активного «термоса» с предварительным электроразогревом бетонной смеси непосредственно перед ее укладкой или с электропрогревом уложенного бетона.

Шатры, используемые для защиты горизонтальных поверхностей блоков на период бетонирования и выдерживания бетона, должны:

- а) быть инвентарными, прочными и быстро и легко перемонтируемыми;
- б) обеспечивать в шатровом пространстве положительную температуру, обусловленную теплотехническими расчетами (не ниже $3 \div 5^{\circ}\text{C}$);

в) иметь все предусмотренные проектом энергетические коммуникации и устройства (электроэнергия, пар, сжатый воздух, вода, отопление, увлажнение воздуха и т. п.);

г) позволять производить либо порционную, либо непрерывную подачу бетонной смеси в бетонируемые блоки, а также при необходимости подачу арматуры, опалубки и других грузов.

При производстве бетонных работ в зимнее время должны особо тщательно соблюдаться правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ.

5.17 Уход за бетоном

При производстве бетонных работ обязателен комплекс мер по уходу за уложенным бетоном, обеспечивающий (СП «Конструкции бетонные гидротехнических сооружений. правила производства и приемки работ»):

а) создание и поддержание температурно-влажностного режима, необходимого для приобретения бетоном требуемых проектом прочности и долговечности в установленные сроки, а также предотвращающего значительные температурно-усадочные деформации и образование опасных трещин;

б) предохранение бетона в начальный период его твердения от ударов, сотрясений и повреждений в ходе строительно-монтажных работ.

Для массивных гидротехнических сооружений необходимые мероприятия по уходу за бетоном по регулированию температурного режима массивных сооружений.

Влажностный уход за свежесуложенным бетоном в летнее время заключается в поддержании открытых поверхностей в постоянно влажном состоянии путем распыления над ними воды, создания на них тонкой водяной пленки, заливки их водой или укрытия песком (или иным влагоемким материалом), систематически увлажняемым в процессе твердения бетона.

Уход за свежесуложенным бетоном гидротехнических конструкций следует начинать сразу же по достижении бетоном прочности 0,5 МПа и продолжать не менее 14 сут. либо до перекрытия блока блоком. Влажностный уход за кавитационностойким, износостойким бетоном и бетоном, к которому предъявляются требования высокой морозостойкости (МФ 200 и выше) продолжается не менее 28 сут.

При бетонировании в жаркую и сухую погоду открытая поверхность свежесуложенной бетонной смеси сразу же после ее укладки и уплотнения в незащищенных шатром массивных блоках и конструкциях типа плит должна укрываться паронепроницаемой (полиэтиленовой) светлой пленкой 0,16—0,20 мм и находится под нею в течение 6 ÷ 8 ч, после чего может быть начат систематический влажностный уход за бетоном посредством полива водой и др.

В жаркую и сухую погоду на период ухода за бетоном должна также постоянно находиться во влажном состоянии неснятая деревянная опалубка.

В осеннее и весеннее время года, когда среднесуточная температура наружного воздуха составляет около 5° С и возможны заморозки, влажностный уход за бетоном следует заменять укрытием паро- или гидроизоляционными материалами (полиэтиленовая пленка, ПВХ, толь и т. п.); при необходимости поверх них устраивается теплоизоляционный слой.

С целью предохранения свежееуложенного бетона от повреждений необходимо соблюдать следующие условия:

а) работы на поверхности уложенного блока по уходу и по удалению цементной пленки до набора бетоном прочности при сжатии 1,5 МПа выполняются с применением дощатых настилов;

б) механизированное удаление цементной пленки следует начинать только после набора бетоном прочности при сжатии не менее 1,5 МПа;

в) установку и перестановку опалубки производится после достижения бетоном прочности при сжатии 2,5 МПа;

г) перемещение по поверхности свежееуложенного бетона транспортных средств (бетоновозов и т. п.) и механического оборудования допускается только после набора бетоном прочности при сжатии не менее 2,5 МПа;

д) при производстве вблизи забетонированных конструкций взрывных работ паспорт буровзрывных работ должен быть согласован с генпроектировщиком.

Закрепление конструкции опалубки в свежееуложенный бетон с применением тяжей и анкеров производится при прочности бетона при сжатии не менее 2,5 МПа.

В случае обнаружения дефектов бетона (раковин, каверн, трещин) причины их появления (неправильно подобранный состав бетонной смеси, нарушения правил его приготовления, недостаточное уплотнение бетонной смеси, неправильный уход за бетоном и т. д.) выясняются и устраняются.

Поверхностные раковины в уложенных блоках обязательно расчищаются до здорового бетона. Расчищенные раковины на лицевых поверхностях блока заполняются бетонной смесью той же марки (класса), что и в конструкции, но с крупностью заполнителя до 20 мм.

5.18 Второй этап строительства - перекрытие русла

Пропуск расчетного строительного расхода производится через 10 донных отверстий в построенной в котловане первой очереди бетонной плотине.

Основные работы второго этапа:

- 1) Предварительное стеснение русла перемычками;
- 2) Разбирают низовую перемычку первой очереди и затапливают котлован;
- 3) Разбирают верховую перемычку первой очереди (вода пропускается через донные отверстия);
- 4) Отсыпают банкет в проране для перекрытия реки

5.18.1 Отсыпка банкета для перекрытия реки

Перекрытие русла осуществляется пионерной отсыпкой каменного банкета в текущую воду (пионерный способ), представлен на рисунке 5.6.

Сущность процесса перекрытия пионерным способом заключается в переключении расходов воды в реке на заранее подготовленный на I этапе водоотводящие донные отверстия путем русла горной массой.

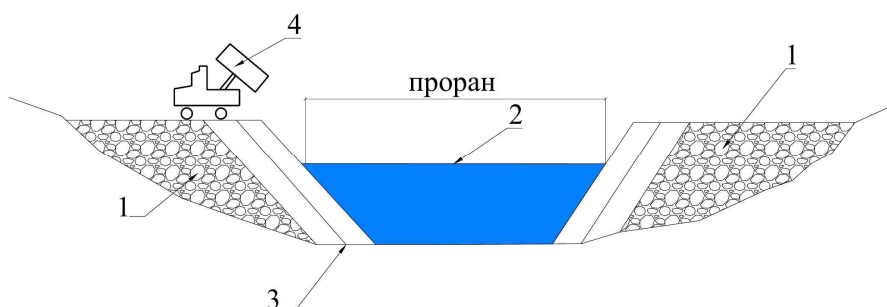


Рисунок 5.6 – пионерский способ перекрытия русла
1 – набросная перемычка; 2 – речной поток; 3 – отсыпaeмый материал;
4 – автосамосвал.

5.19 Третий этап строительства – наращивание сооружений до отметок для начала наполнения водохранилища

Основные работы третьего этапа:

- 1) Наращиваем до проектных отметок перемычки II очереди для образования котлована второй очереди, для возведения стационарной части плотины, приплотинного здания ГЭС и левобережной грунтовой части;
- 2) Откачка воды и водопонижение в котловане II очереди;
- 3) Выемка скальных грунтов с врезкой в скалу правого берега с БВР;
- 4) Бетонные работы до отм. 415,00 м: Возводят стационарную часть плотины и подводную часть здания ГЭС с монтажом металлоконструкций в водоотводящем тракте, продолжаем наращивание бетонных сооружений I очереди;
- 5) Устраивают глубокую цементационную завесу;
- 6) Бурят дренажные скважины в основании плотины.

Конструкции перемычек II очереди, технологию возведения, механизмы и транспорт принимаем аналогичными как для перемычек I очереди. Все работы по котловану II очереди выполняются аналогично как в котловане I очереди с применением тех же технологий, механизмов и транспорта.

Тип низовой, верховой перемычки принимаются таким же, как и для котлована первой очереди каменно – земляной.

5.19.1 Разработка котлована II очереди

Производство земельно – скальных работ при наличии скального основания из диорита состоит из:

- производства буровзрывных работ (БВР)
- производства земляных работ (набор грунта землеройными машинами, погрузка в транспорт, транспортировка грунта и складирование).

Все работы по разработки грунта аналогичны работам в котловане I очереди.

5.19.2 Бетонные работы в нижней части II очереди

Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию такой же как и на I этапе строительства.

5.19.3 Возведение грунтовой плотины

Насыпные работы грунтовой плотины.

Возведение грунтовой плотины с асфальтобетонной диафрагмой производится на левом берегу до ∇ 415 м.

5.20 Четвертый этап строительства

Основные работы четвертого этапа:

- 1) Проводят наращивание бетонной (отм. 463,50 м) и грунтовой плотин (отм. 463,50 м) по всему напорному фронту;
- 2) Устраивают глубокую цементационную завесу в основание плотины и бурятся дренажные скважины;
- 3) Пропуск строительных расходов осуществляется через донные отверстия. В конце III этапа перед началом наполнения водохранилища выполнены мероприятия и работы для уменьшения и регулирования пропускной способности строительных отверстий в период наполнения водохранилища. По этим отверстиям с ограниченной пропускной способностью и осуществляется пропуск в НБ расходов и наполнении водохранилища;
- 4) Возводят подводную часть здания ГЭС и шатер Здания ГЭС;
- 5) Монтаж гидроагрегатов;

Все расчеты по определению объемов и затрачиваемого времени вычисляются аналогично как на 1 и 2 этапах строительства.

5.21 Пятый этап строительства

Основные работы пятого этапа:

На пятом этапе строительства осуществляется наполнение водохранилища и продолжается возведение сооружений до отметок 462,5.

(∇ 462,5) пуска агрегатов.

Все расчеты по определению объемов и затрачиваемого времени вычисляются аналогично этапу 1.

В период наполнения водохранилища часть расходов реки задерживается в водохранилище, а через створ гидроузла пропускаются расходы, необходимые для удовлетворения нужд отраслей народного хозяйства, предприятий. Пропуск строительных расходов осуществляется через регулируемые затворами отверстиями с уменьшенной пропускной способностью (донные отверстия).

В конце этого этапа осуществляется пуск агрегатов, монтаж затворов водосливной плотины.

На пятом этапе строительства происходит наращивание всех сооружений до проектных отметок отм. 473,4 м, монтаж затворов водоприемников на станционной части бетонной плотины. Дальнейшее наполнение водохранилища до отметки НПУ 465 м.

Расчетный строительный расход пропускают через готовую водосбросную плотину.

Все работы: конструкция перемычек II очереди, технология возведения, механизмы и транспорт аналогичны, как для перемычек I очереди. Так же водоотлив, БВР, выемка грунта, бетонные работы по котловану II очереди выполняются, как и в котловане I очереди с применением тех же технологий, механизмов и транспорта. Все объемы работ приведены на чертеже и в сводных таблицах 5.5 и 5.6

Таблица 5.5 – Объемы земляных работ

№ этапа	Земляные работы	Объем, м ³	Месяцы	Примечания
Выемка грунта				
I	Врезка	709661	БВР=19 ЗР=10,6	БВР в 2 смены: 2 механизма 38/2=19
I	Дороги	283864	БВР=7,6 ЗР=4,26	БВР в 2 смены: 2 механизма 15,2/2=7,6
I	Яма размыва	45000	БВР=1,2 ЗР=0,68	БВР в 2 смены: 2 механизма 2,4/2=1,2
Насыпные работы				
Перемычки котлована I очереди				
I	Верховая перемычка	148155	2,0	В 2 смены
	Низовая перемычка	119479		
	Продольная перемычка	196238	3,0	В 2 смены

Продолжение таблицы 5.5

II	Верховая перемычка	397829	5,5	В 2 смены
	Низовая перемычка	247014	3,7	В 2 смены
II	Перекрытие русла	-	-	-
I-V	Левобережная грунтовая плотина	982436	14,73	В 2 смены
I-V	Правобережная грунтовая плотина	542437	8,13	В 2 смены

Таблица 5.6 – Объемы бетонных работ

№ этап а	Бетонные работы	Объем, м ³	Месяцы	Примечания
I- V	Водосливная плотина	71513	9,68	В 3 смены 4 крана
I- V	Станционная часть плотины и приплотинное здание ГЭС	524430 65000	71,02 8,8	В 3 смены 4 крана

6 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы

6.1 Охрана труда

Основными направлениями государственной политики в области охраны труда являются:

- обеспечения приоритета сохранения жизни и здоровья работников;
- государственное управление охраной труда;
- государственный надзор и контроль за соблюдением государственных нормативных требований охраны труда;
- содействие общественному контролю за соблюдением прав и законных интересов работников в области охраны труда;
- профилактика несчастных случаев и повреждения здоровья работников;
- расследование и учёт несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- защита законных интересов работников, пострадавших от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, а также членов их семей на основе обязательного социального страхования работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- установление компенсаций за тяжёлую работу и работу с вредными и опасными условиями труда;
- установление порядка обеспечения работников средствами индивидуальной и коллективной защиты, а также санитарно-бытовыми помещениями и устройствами, лечебно-профилактическими средствами за счёт средств работодателя.

Охрана труда – система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

Условия труда – совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, оказывающая влияние на работоспособность и здоровье работника.

Вредный производственный фактор – производственный фактор, воздействие которого на работника может привести к его заболеванию.

Опасный производственный фактор – производственный фактор, воздействие которого на работника может привести к его травме.

Безопасные условия труда – условия труда, при которых воздействие на работающих вредных и опасных производственных факторов исключено, либо уровни их воздействия не превышают установленных нормативов.

Рабочее место – место, где работник должен находиться или куда ему необходимо прибыть в связи с его работой и которое прямо или косвенно находится под контролем работодателя.

Средства индивидуальной и коллективной защиты работников – технические средства, используемые для предотвращения или уменьшения воздействия на работников вредных и опасных производственных факторов, а также защиты от загрязнения.

Производственная деятельность – совокупность действий работников с применением средств труда, необходимых для превращения ресурсов в готовую продукцию, включающих в себя производство и переработку различных видов сырья, строительство, оказание различных видов услуг.

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 гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Трудового кодекса РФ, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима в 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 при эксплуатации оборудования и сооружений 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 и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствии со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил охраны труда.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда.

Надзор за соблюдением правил по охране труда персоналом гидроэлектростанций осуществляют: работники СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве. На 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, проводящие в них оперативные переключения, организующие и выполняющие строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандартов по безопасности труда, 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, обеспечивающем 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 гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- 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 ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандартов по безопасности труда, 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.

В качестве практического примера рассмотрен вопрос из Программы первичного инструктажа обходчика ГЭС Нижне-Ангарской ГЭС: «Правила пользования средствами индивидуальной защиты».

6.2 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах противопожарного режима в РФ, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом. ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей. Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Нижне-Ангарской гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

Все лица, поступающие работать на Нижне-Ангарскую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется автоматически. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода.

Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренажные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренажами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренажные оросители.

В качестве практического примера рассмотрен вопрос из Программы первичного инструктажа обходчика ГЭС Нижне-Ангарской ГЭС: «Действие персонала, находящегося в плотине при возникновении пожара»

6.3 Охрана природы

6.3.1 Общие положения

Гидротехническое строительство, решая различные проблемы участников водохозяйственного комплекса, приводит к нежелательным эффектам для окружающей среды и человека, которые нередко становятся причиной реализации различного рода неблагоприятных воздействий, способных наносить материальные, экономические, экологические и социальные ущербы. Экологическая безопасность относится к центральным требованиям при эксплуатации ГЭС.

Тенденция к наиболее эффективному и безопасному использованию гидроэлектростанций требует решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Для Нижне-Ангарской ГЭС проводим анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей

среды и использование природных ресурсов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации гидросооружений.

Правовой основой в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов при проектировании Нижне-Ангарской ГЭС на реке Ангара являются следующие нормативы:

- Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7-ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды»;

- Федеральный Закон от 24 апреля 1995 года N 52-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире»;

- Водный кодекс Российской Федерации от 03 июня 2006 N 74-ФЗ (ред. от 28.11.2015 с изм. и доп., вступ. В силу с 01.01.2016); □

- Лесной кодекс Российской Федерации от 4 декабря 2006 № 200-ФЗ (ред. от 01.05.2016); □ Земельный кодекс Российской Федерации от 25 октября 2001 года N 136-ФЗ (ред. от 23.05.2016);

- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при проектировании, строительстве и эксплуатации Нижне-Ангарской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;

- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;

- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;

- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;

- переселение населения из зоны затопления.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Нижне-Ангарского ГУ

7.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

В период строительства Нижне-Ангарского ГУ будут выполняться следующие виды работ:

1. Выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
2. Отсыпка перемычек;
3. Подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
4. Расчистка и планировка территории;
5. Возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
6. Строительство основных сооружений;
7. 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:

1. Создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
2. Подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
3. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
4. Образование и обращение с отходами;
5. Опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
6. Переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Ангары в нижнем бьефе Нижне-Ангарского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

Для обеспечения надлежащего качества воды в зоне водохранилища предусматривается полная лесочистка и санитарная очистка ложа водохранилища до его затопления. Лесочистка производится с максимально возможным хозяйственным использованием древесины. Под затопление могут быть оставлены только отдельный древостой ниже уровня сработки

водохранилища (с учётом высоты дерева), расположенные в труднодоступных местах в случае, если по прогнозным проработкам это существенно не повлияет на качество воды в водохранилище. Санитарная очистка производится с целью уменьшения загрязнения поверхностного стока путём агротехнических мероприятий и очистных сооружений.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

1. Очистка территории от остатков строений и мусора;
2. Вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
3. Санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
4. Засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

1. Технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
2. 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.

Гидроэнергетические объекты следует проектировать с минимальным ущербом природе. В целях контроля и своевременного предотвращения загрязнений окружающей среды на ГЭС, организовываются наблюдения за:

1. Протечками и утечками технологических масел;
2. Качеством сбрасываемой технологической воды после использования;
3. Качеством сбрасываемых сточных вод;
4. Соблюдением правил при накоплении отходов: различных видов отработанных масел (трансформаторных, турбинных, промышленных, гидравлических), ломом черных и цветных металлов, кабельной продукции, аккумуляторов резервных источников питания и др.;
5. Утечками элегаза, применяемого в комплектном распределительном устройстве.

Проводятся гидрологические, гидрохимические, гидробиологические (включая ихтиологические) наблюдения в случае отклонения величин загрязнений от допустимых. По результатам наблюдений принимаются решения о необходимых природоохранных мероприятиях.

Также проводятся мероприятия по защите растительного и животного мира:

1. Лесовосстановление взамен затопленных лесных территорий; вынос из зоны затопления редких, реликтовых и краснокнижных видов растений;
2. Плантационное выращивание ценных пород;

3. Специальный режим пропусков, исключаящий иссушение в нижнем бьефе;
4. Создание звероферм и звероприёмников; организация охраняемых и заповедных территорий; строительство рыбозащитных, рыбопропускных и компенсационных объектов.

7.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

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.
5. Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.
6. На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.
7. Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.
8. Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.
9. Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.
10. Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.
11. Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.
12. Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.
13. Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не

менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

7.2.1 Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период

Организационные:

1. Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
2. Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
3. Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
4. Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
5. Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
6. Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
7. Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
8. Организация и проведение производственного экологического контроля

Санитарно- технические:

1. Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
2. Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
3. Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
4. Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
5. Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
6. Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
7. Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
8. Соблюдение режима хозяйствования в водоохраной зоне;
9. Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
10. Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 **8 22 201 01 21 5**

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{595944 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 26817 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (595944 м³)

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

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$)

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 **4 61 010 01 20 5**

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{8940 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 178,8 \text{ м}^2, \quad (7.2)$$

где N - количество арматуры, т (8940 м²)

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

ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$)

Таким образом в результате строительства будет образовано 26817т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 178,8м² отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Нижне-Ангарского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1. Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;

2. Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

3. Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

4. 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:

1. Регулирование водным режимом водотока;

2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;

3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 5км от ГЭС находится населенный пункт – п.Аталанка, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

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 от сбросов Нижне-Ангарской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения поселка Аталанка, в пределах промплощадок объектов Нижне-Ангарской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

1. в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

2. выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

8 Оценка объемов продаж

Электроэнергия сегодня это товар, который производитель продает поставщикам, а те поставляют ее конечному потребителю. В некоторых случаях поставка электроэнергии может осуществляться непосредственно самим производителем. Электроэнергия - товар первой необходимости. Из-за этого потребители очень сильно реагируют на перерывы в электроснабжении, поэтому энергосистема должна быть надежной.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозный период представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации Нижне-Ангарской ГЭС

Наименование показателя	Единица измерения	Интервалы планирования (годы)		
		2020 г.	2021 г.	2022 г.
Установленная мощность	МВт	2342,00	2342,00	2342,00
Число часов использования установленной мощности	Часы	4320,00	4320,00	4320,00
Выработка электроэнергии	МВт·ч	10 117 440,00	10 117 440,00	10 117 440,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,10	1,10	1,10
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	111 291,84	111 291,84	111 291,84
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	10 006 148,16	10 006 148,16	10 006 148,16
Тариф на электроэнергию	Руб./МВт·ч	1 007,00	1 042,00	1 077,00
Выручка от реализации электроэнергии	Млн.руб.	10 076,19	10 426,41	10 776,62
НДС к выручке	Млн.руб.	1 679,37	1 737,73	1 796,10

Выручка растёт из-за роста тарифов на электроэнергию.

8.1 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с 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 - 0,08 %).

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка (тыс.руб/МВт)	Величина, (млн.руб.)
ФОТ	107,7	252,23
Прочие	165,0	386,43
Итого по ГЭС		638,66

Удельные значения расходов на ремонт оборудования для новых объектов генерации в проценте от величины инвестиций (в ценах базового года*) представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап жизненного проекта	Величина, %
От 1-5	0,020
От 6-15	0,027
От 16-25	0,035
От 25	0,040

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитываются исходя из ставок, в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135380 руб. за 1 МВт	317,059
НП АТС (администратор торговой системы)	1,097 руб. за 1 МВт·ч	11,10
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,318 руб. за 1 МВт·ч	3,217
Итого		331,37

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Ангара составляет 13,2 руб.

Сумма Кап. Вложений: $(2342 \cdot 1000) \cdot (1000 \cdot 70) = 164$ млрд. рублей

На создание ГТС: $164 \cdot 0,75 = 129$ млрд. рублей

На приобретение и монтаж оборудования: $164 \cdot 0,25 = 40,9$ млрд. рублей

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации, млн.руб.

Наименование	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления	820,83	820,83	820,83	820,83
Расходы на страхование	16,42	16,42	16,42	16,42
Эксплуатационные затраты	638,66	638,66	638,66	638,66
Расходы на ремонт производственных фондов	4,10	4,10	4,10	4,10
Расходы на услуги регулирующих компаний	331,37	331,37	331,37	331,37
Налог на воду	33,85	70,30	105,46	140,61
Итого	1845,24	1881,69	1916,84	1951,99

Структура текущих затрат показана на рисунке 8.1

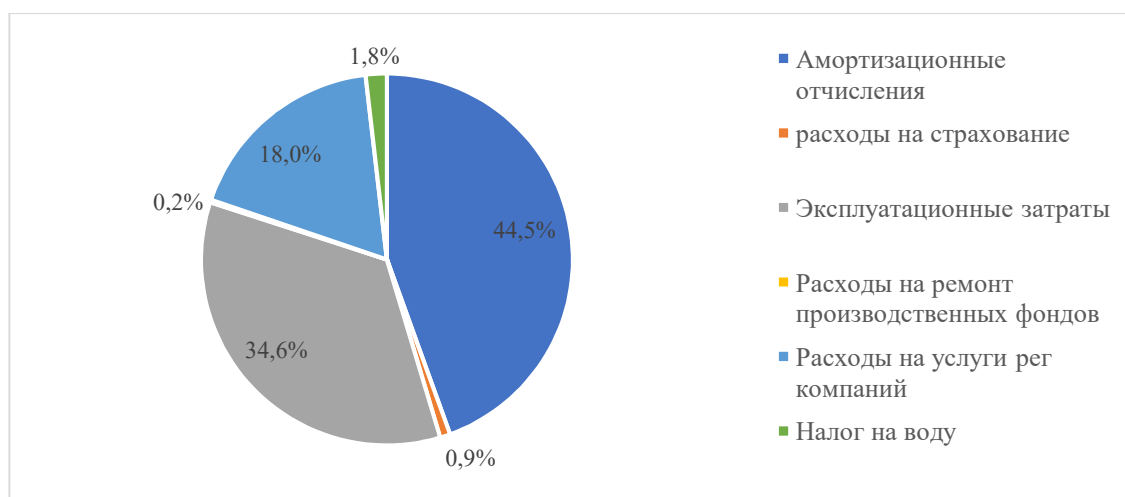


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

79,1 % денежных средств в первые годы эксплуатации в структуре затрат это амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты, т.к. ГЭС только начинает свою работу на энергетическом рынке и является капиталоемким производством.

8.2 Налоговые расходы

Под налогом понимается обязательный, индивидуально безвозмездный платеж, взимаемый с организаций и физических лиц в форме отчуждения, принадлежащих им на праве собственности, хозяйственного ведения или оперативного управления денежных средств в целях финансового обеспечения деятельности государства или муниципальных образований.

В проекте учтены следующие налоговые расходы: налог на прибыль – 20% от суммы прибыли; НДС – 18% от добавленной стоимости; взносы в социальные фонды – 34% от величины фонда оплаты труда; налог на имущество – 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества; налог на воду за 1 тыс. кВт·ч – 13,2 руб. за 1 МВт·ч произведенной и отпущенной электроэнергии.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2028-2031 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы, млн.руб.

Налоги	2028	2029	2030	2031
Налог на прибыль	185,68	912,93	2659,24	5034,44
НДС	2104,63	2149,65	2198,02	2244,71
Взносы в социальные фонды	12,38	12,38	8,66	4,90
Налог на имущество	362,77	362,77	238,61	0,00
Итого, млн. руб.	2665,46	3437,73	5104,53	7284,05

Большинство денежных средств с выручки производства электроэнергии идет на оплату НДС и налога на прибыль.

8.3 Оценка суммы прибыли

Прибыль – положительная разница между суммарными доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг.

Формой отражения эффективности производственной деятельности Нижне-ангарской ГЭС по производству электроэнергии является отчет о прибылях и убытках. В отчете определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогу на прибыль, чистая прибыль.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единицы измерения	Интервалы планирования			
		2028	2029	2030	2031
Выручка (нетто)	млн. руб.	4352,27	8340,02	17087,66	28518,96
Текущие расходы	млн. руб.	3423,86	3775,38	3791,44	3346,76
ЕБИТДА (Валовая прибыль)	млн. руб.	928,41	4564,64	13296,22	25172,20
ЕБИТ (Прибыль от налогообложения)	млн. руб.	928,41	4564,64	13296,22	25172,20
Скорректированный налог на прибыль	млн. руб.	185,68	912,93	2659,24	5034,44
НОРАТ(Чистая прибыль)	млн. руб.	742,73	3651,71	10636,97	20137,76
<u>Справочно:</u> Ставка налога на прибыль	%	20	20	20	20

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 8.2.

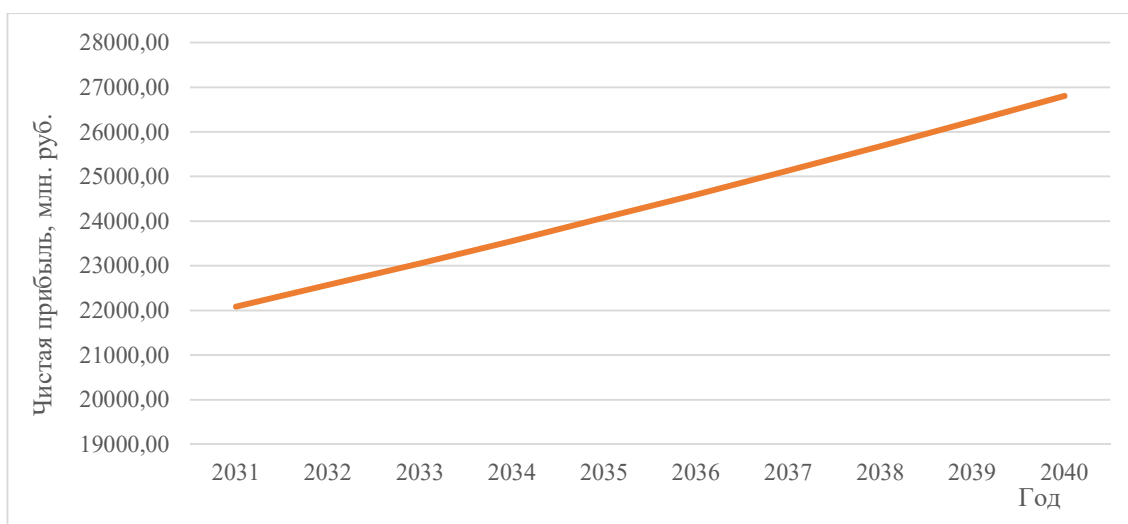


Рисунок 8.2 – Динамика чистой прибыли, млн. руб.

По завершению строительства ГЭС, объем прибыли увеличивается, так как инвестиционные затраты уменьшаются, и цена на электроэнергию и мощность растёт.

8.4 Оценка инвестиционного проекта

8.4.1 Методология и исходные данные

Целью оценки инвестиционного проекта является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся чистый дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости и т.д. Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

- «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании заключения главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113

- «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес-планов в электроэнергетике на стадии перед ТЭО и ТЭО» Москва 2008, утвержденными РАО «ЕЭС России» 31.03.2008 № 155 и главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113.

- Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Для целей эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- Период прогнозирования для Нижне-ангарской ГЭС составляет 10 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования

- Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на второй квартал 2020 года.

8.4.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчета коммерческой эффективности проекта – является расчет показателей, представленных в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта строительства Нижне-Ангарской ГЭС

Показатели эффективности	
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес.	103
Индекс прибыльности - PI	1,25
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	0,18
Удельные капиталовложения, руб/кВт	70025,6

Проект строительства Нижне-Ангарской ГЭС на реке Ангара, с установленной мощностью 2342 МВт, с экономической точки зрения целесообразен и экономически оправдан.

Данный вывод сделан на основе следующих полученных показателей:

1. PI = 1,25;
2. Срок окупаемости проекта равен 103 месяца (8 лет 7 месяцев), а срок проекта 120 месяцев (10 лет);
3. Себестоимость 1 Квт·ч составляет – 0,18 руб.;
4. Удельные капиталовложения – 70025,6 руб/кВт.

9 Способы укрепления свода подходной выработки

9.1 Основные параметры выработки. Существующее состояние свода подходной выработки

Проектное сечение подходной выработки №8: ширина 4,5 м, высота 5,5 м. Свод выработки образован сегментом окружности радиусом 4,5 м. Проектная площадь сечения 28,61 м².

Подходная выработка имеет длину 249,0 м с ПК0+00,0 м (портал на отм. 353,50 м) до ПК2+49,0 м (отм. 326,00 - Машзал).

Трасса подходной имеет два криволинейных участка: 1-я кривая от ПК0+59,60 м до ПК1+28,44 м (радиус ≈ 40 м, угол поворота $\approx 99^\circ$ - влево); 2-я кривая от ПК2+17,32 м до ПК2+31,65 м (радиус ≈ 35 м, угол поворота $\approx 21^\circ$ - вправо).

В стенах подходной выработки устроены ниши под оборудование:

- на ПК0+55,0 м в левой стенке, размером в плане 2,8x3,4 м (ширина x глубина);
- на ПК1+33,0 м в правой стенке, размером в плане 6,8x10,4 м;
- на ПК2+06,0 м в левой стенке, размером в плане 5,2x3,0 м;
- на ПК2+19,8 м в левой стенке.

Маркировка стенок подходной выработки (левая, правая) назначена по ходу движения от начала трассы (портала на входе) к концу (портала на входе в машзал).

На ПК 2+19,8 подходная выработка пересекается с дренажной штольной №1. Место пересечения закреплено анкерной крепью. Крепление пересечения выработки с дренажной штольной монолитным железобетоном предусмотрено чертежами проекта 1158-14-746 «Здание ГЭС. Подходная выработка №8. Облицовка стен» отсутствует.

Подходная выработка №8 освещена. Лампы освещения находятся на правой стенке на высоте 2,5 м.

Вдоль левой стенки устроен трубопровод водоотлива $d=325$ мм.

Днище подходной выработки укреплено слоем железобетона $t=0,2-0,3$ м, шириной 3,0-3,5 м. Фильтрационные воды из подходной свободно стекают вдоль правой стенки за железобетонным покрытием днища в лоток дренажной штольной №1.

9.2 Крепление свода выработки

Визуальным осмотром обнаружены три типа отделки свода подходной выработки.

Тип I: крепление монолитным железобетоном с применением металлических арок из двутавра №30.

Крепление устроено на участках: на входе в выработку ПК0+0,0 м до ПК0+27,0 м; на выходе из выработки (сопряжение с машзалом) – от ПК2+23,00 до ПК2+49,0 м.

Также монолитным железобетоном укреплен свод дренажной штольни №1 в месте сопряжения с подходной.

Толщина бетонной отделки переменная, в своде не менее 0,5 м, в среднем 1,0-1,5 м. Бетон имеет пористую структуру, имеются участки недоуплотненного бетона, каверны, обнажение заполнителя и другие локальные дефекты. На ПК2+23,0 м с торца отделки видно, что бетон залит не до свода, так, что толщина бетона составляет около 20-30 см.

В целом монолитная железобетонная отделка находится в удовлетворительном состоянии.

Тип II: Анкерная крепь с металлической сеткой.

Наиболее распространенный тип крепи в подходной выработке. Устроен на участке с ПК0+27,00 до ПК2+23,00 м.

Согласно исполнительной схеме подходной выработки №8 анкерная крепь в своде – железобетонная Ø20, длиной от 1,5 до 2,0 м, шаг 1,2x1,4 м (на свод в одном поперечнике – 5 шт.).

Стены закреплены двумя клиновыми анкерами Ø20 длиной l=2,0 м с шагом 2 м в продольном направлении выработки.

К анкерам свода и верхним стеновым анкерам крепится металлическая сетка-рабица. Металлическая сетка устраивалась для защиты персонала Колымской ГЭС от падения со свода отслаивающейся породы. За счет прижатия к своду она эффективно удерживала небольшие куски породы.

В настоящее время сетка подвержена коррозии на 50-80%. Соответственно, имеются участки, на которых сетка либо полностью отсутствует, либо держится на своде одним концом. Состояние металлической сетки – неудовлетворительное.

Анкерная крепь свода и стен находится в удовлетворительном состоянии.

На фотографиях 9.1 – 9.6 показано состояние отдельных участков свода и других элементов подходной выработки № 8.



Фото 9.1. Анкерная крепь свода. Металлическая сетка оборвана



Фото 9.2. Тектоническая трещина. Анкерная крепь, металлическая сетка, усиление арматурой



Фото 9.3. Трубопровод водоотлива $d=325$ мм. Высачивание воды из горизонтальной тектонической трещины (ПК1+70,0, левая стенка)



Фото 9.4. Горизонтальная трещина с высачиванием воды в стенке выработки (ПК1+50,0, левая стенка)



Фото 9.5. Ниша под оборудование на ПК1+33,00. Состояние крепления свода



Фото 9.6. Высачивание воды через тектонические трещины в правой стенке подходной выработки в виде свищей (ПК0+72,50 м)

9.3 Проектные решения по реконструкции свода подходной

Подходная выработка по своей протяженности состоит из участков, в которые различаются по: строению слагающих пород, наличию и характеру тектонических трещин, конструкции существующей обделки, условиям работы конструкции и другим условиям.

Технические решения по реконструкции обделки каждого участка зависят от особенностей местных условий.

Единое техническое решение по креплению свода для всех участков подходной не будет рациональным, так как будет выбираться по наиболее слабому участку подходной, а значит в других участках будет обладать чрезмерным запасом прочности.

Таким образом, для укрепления свода подходной необходимо комбинировать два из рассмотренных вариантов крепления.

Монолитным железобетоном (вариант №2) укрепляются сопряжения подходной с нишами под оборудование. Сопряжение подходной с дренажной штольней №1 частично укреплено монолитным железобетоном, необходимо закончить крепление: закрепить свод и левую стенку сопряжения. Также монолитным железобетоном укрепляются сильнотрещиноватые участки с пересечением трещин в своде подходной.

На остальных участках применяется крепление набрызгбетоном армированным проволочной сеткой.

– устройство крепления из набрызгбетона армированного проволочными сетками (вариант №1) на участках ($l_{\text{общ}} \approx 111$ м):

1) от ПК0+27,0 до ПК0+48,0 м, $l=21$ м;

2) от ПК0+84,0 до ПК1+15,0 м, $l=31$ м;

3) от ПК1+45,0 до ПК2+04,0 м, $l=59$ м.

– устройство крепления из монолитного железобетона на участках ($l_{\text{общ}} \approx 85$ м):

4) от ПК1+15,0 до ПК1+45,0 м, $l=30$ м (включая нишу под оборудование размерами в плане - 6,70x10,40 м);

5) от ПК0+48,0 до ПК0+84,0 м, $l=36$ м (включая нишу под оборудование размерами в плане - 2,80x3,40 м);

6) от ПК2+04,0 до ПК2+23,0 м $l=19$ м (включая нишу под оборудование размерами в плане - 5,20x3,00 м).

9.3.1 Набрызгбетонная крепь

В процессе нанесения готовой смеси, вылетающей из сопла машины для набрызгбетона с большой скоростью, частицы цемента с мелкими фракциями песка забиваются в пустоты и трещины на поверхности породы. Укрепленный приконтурный породный слой работает совместно с набрызг-бетонным покрытием, образуя конструкцию с высокой несущей способностью. Создавая более правильную поверхность выработки, набрызгбетон снижает концентрации

напряжений в породе, повышая ее устойчивость. Благодаря сцеплению набрызгбетона с породой исключается проскальзывание покрытия по контуру выработки. Нанесенное даже тонким слоем, оно надежно предохраняет горные породы от разрушения внешними агентами, в результате чего породы сохраняют свои свойства неизменными на длительный срок. В обычных условиях без такого покрытия прочность большинства пород в окрестности выработки с течением времени за счет выветривания падает до 60...70% от начальной.

Набрызгбетонная крепь представляет собой тонкое покрытие, наносимое на поверхности выработки с помощью сжатого воздуха. Достоинством набрызгбетонной крепи является высокая прочность, незначительная часть сечения выработки, занимаемая крепью, хорошее сцепление с породной поверхностью, возможность полной механизации основных и вспомогательных работ, благодаря чему обеспечивается высокая производительность труда рабочих, возможность варьирования толщины от сантиметров до десятков сантиметров, легкость ремонта и усиления крепи, малая материалоемкость. Набрызгбетонная крепь практически повторяет форму поверхности выработки, т. е. имеет неровности (особенно при буровзрывном способе проходки), амплитуда которых соизмерима или даже превышает ее толщину.

Набрызгбетон (торкретбетон, шприцбетон) это модификация мелкозернистого быстросхватывающегося бетона, который транспортируется к рабочему месту по трубопроводу, при выходе из трубопровода разбрызгивается под давлением струи сжатого воздуха и наносится на породную поверхность выработки, одновременно уплотняясь на этой поверхности.

Свойства набрызгбетона (прочность, деформируемость) в основном такие же, как и у обыкновенного бетона. Набрызгбетон является несколько более плотным. Особенностью набрызгбетона является его повышенное сцепление с обрабатываемой поверхностью, обусловленное проникновением цементного теста во все неровности и трещины породной поверхности. В благоприятных условиях (шероховатая и чистая скальная поверхность) прочность сцепления набрызгбетона с массивом составляет от 0,1 до 2,0 МПа.

Предел прочности набрызгбетона на сжатие в возрасте 28 суток несколько ниже одинакового по составу обычного бетона, что объясняется его более мелкой зернистостью. При этом прочность набрызгбетона существенно возрастает в течение года в процессе гидратаций цемента.

Высокая плотность цементного камня обуславливает незначительную водопроницаемость хорошего набрызгбетона. Набрызгбетон обладает несколько меньшей ползучестью, чем обычный бетон.

Набрызгбетон применяем в сочетании с обычной гибкой (стержневой) или проволочной арматурой, а также с арматурными сетками. Арматура воспринимает растягивающие напряжения, а также усадочные и температурные напряжения.

Набрызгбетонная крепь применяется в сочетании с существующей анкерной крепью подходящей.

Главные особенности крепи – прочный контакт с массивом и наличие неровностей, повторяющих неровности породного контура сечения выработки. Крезь представляет собой тонкое покрытие, толщина которого соизмерима с амплитудой неровностей.

Проектом предусматривается устройство набрызгбетонной обделки с применением торкрет смеси для нанесения методом сухого торкретирования «КТрон–торкрет С». Средняя толщина слоя набрызгбетона принимается 0,15 м. Армирование набрызгбетона предусматривается сварными сетками Ø6 А240 100х100 мм. Крепление сеток осуществляется 3 способами:

- прижатие стержневой арматурой Ø6 А400, привариваемой к опорным пластинам существующей анкерной крепи;
- клиновыми анкерами М10х100 HSV Hilti;
- заделанной в первый слой набрызгбетона проволокой. Существующие металлические части (опорные пластины анкерной крепи, концы анкеров, стержневая арматура обрабатывается преобразователем ржавчины Конферум ИФХАН-58ПР за 2 раза кистью вручную.

Таблица 9.1 – Значения месячных расходов реки

Сухая смесь	
Фракция заполнителя торкрет-растворной смеси	max 2,5 мм
Фракция заполнителя торкрет-бетонной смеси	max 10 мм
Расход для заполнения объема 1 м ³	1900 кг
Растворная смесь	
Расход воды для затворения 1 кг сухой смеси	0,12-0,13 л
Марка по подвижности	Пк1
Водоудерживающая способность	98 %
Толщина слоя, наносимого за один проход на поверхности:	
– вертикальная	min 25 мм
– свод	min 15 мм
Минимальная толщина нанесения: – для торкрет-бетона, фракция 10 мм	30 мм
Отскок при нанесении на вертикальную поверхность	15 %
Температура применения	от +5 до +35 °С

Продолжение таблицы 9.1

После отверждения	
Марка по водонепроницаемости	min W12
Марка по морозостойкости	min F300
Прочность при сжатии: – 24 часа – 28 суток	min 30 МПа min 50 МПа
Прочность сцепления с бетоном: – 24 часа – 28 суток	min 1,2 МПа min 2,0 МПа
Прочность при изгибе: – 24 часа – 28 суток	min 4,0 МПа min 8,0 МПа

Устранение фильтрации

В местах интенсивной фильтрации или сосредоточенных течей на поверхности воду отводим с помощью наружного дренажа, методом «шланга». В местах течей пробуриваем шпуров глубиной 100-120 мм, в которые устанавливаем водоотводные трубки диаметром 12-20 мм, соединенные с резиновыми шлангами.

Шланги располагаем в специальных каналах, устраиваемых по поверхности и заделываем с помощью быстросхватывающегося раствора.

Подготовка скального основания

Удаляем с поверхности пыль, грязь, подтеки.

Методом простукивания определяются участки отслоившейся породы. Данные участки удалить механическим путем до прочного основания (выполнить обorkу свода подходной). Поверхность очистить водой при помощи водоструйного аппарата, продуть воздухом.

Установка арматуры

Сварную сетку необходимо установить так, чтобы:

- зазор между сеткой и сводом составлял минимум 10 мм;
- толщина защитного слоя из материала «КТрон-торкрет С» над сеткой составляла минимум 12 мм;
- выступающие концы штырей должны быть покрыты слоем не менее 10 мм.

Торкретирование

Поверхность торкретируют послойно.

- Торкретирование ведется в 3 слоя, средней толщина слоя 50 мм каждый.
- Торкретирование ведется горизонтальными полосами высотой 1-1,5 м по всей ширине поверхности.

– Торкретирование вертикальных поверхностей следует производить снизу-вверх, чтобы «отскок» падал на уже заторкретированную, несколько отвердевшую поверхность.

Каждый последующий слой торкрета следует наносить:

– на стены не ранее чем через 20 мин;

– на свод не ранее чем через 40 мин.

Сопло при работе следует непрерывно перемещать равномерно по спирали, держа его строго перпендикулярно торкретируемой поверхности.

– При нанесении первого слоя сопло должно находиться на расстоянии 0,8-1,0 м от торкретируемой поверхности.

– Последующие слои наносят при меньшем расстоянии от сопла до поверхности, но не должно быть менее 0,5 м.

При торкретировании по арматуре сопло необходимо несколько наклонять для того, чтобы заполнить пустоты за арматурой.

При торкретировании по металлической сетке слой торкрета должен покрыть металлическую сетку на 12-15 мм, причем выступающие концы штырей должны быть покрыты слоем толщиной 8-10 мм.

9.3.2 Монолитная железобетонная обделка

Монолитный бетон плохо сопротивляется растягивающим напряжениям. Для восприятия значительных растягивающих напряжений и изгибающих моментов при повышенных требованиях к трещиностойкости обделок бетон армируется. В качестве арматуры применяем гибкую (стержневую) арматуру. Гибкая арматура изготавливается из горячекатаной арматурной стали периодического профиля классов А-400, А-240. Применяем стержневую арматуру Ø25, 28, 10.

Гибкую арматуру железобетонной обделки применяем в виде арматурных каркасов и сеток, что уменьшает трудоемкость работ.

Толщина железобетонной обделки определяется конструктивными соображениями. Минимальная толщина монолитных обделок с двухрядной арматурой – 25 см. Из-за большой шероховатости стен и свода подходной, толщина обделки может составлять 0,8-0,1 м. Средняя толщина обделки составит 0,6-0,7 м.

Арматура железобетонных обделок должна преимущественно изготавливаться в виде сварных каркасов и сеток. Штучное армирование — чрезвычайно трудоемкая операция и в подземных условиях занимает весьма длительное время.

Армокаркасы выполняются целиком (в выработках малых сечений) или из армоблоков, соединяемых по месту. Их изготавливают на поверхности путем сварки плоских сеток с приваркой диагональных уголковых стержней, обеспечивающих пространственную жесткость. Конструируют их достаточно жесткими для удобства складирования, перевозки и установки. Стержни арматуры классов А-400 и А-240 диаметром 22...40 мм размещаем в два ряда по

толщине обделки, что обеспечивает более равномерное трещинообразование и малое раскрытие трещин. При этом внутренний ряд арматуры делаем более насыщенным (60...65% от общего количества арматуры) и устраиваем из стержней большего диаметра по сравнению с наружным рядом.

Для выработок в достаточно прочных породах, когда не требуется расчетного армирования, ограничиваются одной сеткой со стороны внутренней поверхности. Шаг рабочей арматуры принимаем от 30 до 40 см. Стыки растянутых арматурных стержней выполняют сварными и не располагают в местах наибольших усилий. В узлах сопряжений в растянутой зоне предусматривается установка дополнительной арматуры, площадь которой составляет не менее 20% от площади основной рабочей арматуры.

Распределительная арматура назначается в размере 15% от площади рабочей арматуры и устанавливается со стороны, ближайшей к внутренней поверхности обделки для обеспечения более равномерного трещинообразования. Диаметр распределительной арматуры 12...20 мм. Она воспринимает нагрузку от неравномерного давления горных пород вдоль оси выработки, принимается по расчету или конструктивно. Стыковать ее следует перепусками на длину 20...30 диаметров в зависимости от условий ее работы.

Конструкция поперечной арматуры в виде хомутов и стяжек должна обеспечивать закрепление сжатых стержней от их бокового выпучивания в любом направлении, для исключения выкалывания из бетона растянутой арматуры, расположенной на вогнутой кривой, а также для работы на поперечную силу. Хомуты ставятся на расстоянии не более 80 см друг от друга, диаметр хомутов 10 мм.

В железобетонных обделках защитный слой бетона для рабочей арматуры должен обеспечивать совместную работу арматуры с бетоном на всех стадиях работы конструкции, а также защиту арматуры от внешних воздействий, например, воздействия агрессивной воды.

Принимаем минимальную величину защитного слоя бетона для рабочей арматуры монолитной железобетонной обделки 5 см.

9.3.3 Общие подготовительные работы

1) Выполнить ограждение места производства работ. Подготовить и согласовать с эксплуатирующей организацией Проект производства работ.

2) Устроить временные дороги с площадкой для стоянки строительной техники.

3) Организовать бытовое городок.

4) Выполнить мероприятия по пожарной безопасности объекта (на въезде установить стенд с планом пожарной защиты объекта, оборудовать стенды с комплектами первичных средств пожаротушения), места курения организовать возле противопожарных стендов.

5) Установить контейнеры для сбора строительного мусора и бытовых отходов.

6) Обеспечить стройплощадку электроэнергией, водой, телефонной связью для производства строительного-монтажных работ.

7) Привезти и разместить необходимые материалы, инвентарь и оборудование в складских помещениях, расположенных в непосредственной близости к объекту.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Нижне-Ангарского гидроузла на реке Ангара, являющегося сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 0,1 % и поверочного 0,01 % равных 6440 и 6974 м³/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 2342 МВт и среднесуточная выработка 16,8 млрд. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 68 м;
- расчетный – 55,1 м;
- минимальный – 44 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 4632 м³/с.

При выборе турбин рассматривалось три варианта ПЛ70-В, ПЛД70-В и РО75-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с восемью гидротурбинами ПЛД70-В-800.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 107,1 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-1200/160-56 с номинальной активной мощностью 350 МВт.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная.

В состав сооружений входят:

– водосбросная бетонная плотина с системой свободного отлета струи – 33 м;

- стационарная бетонная плотина – 360 м;
- секция донного водосброса – 24 м;
- правобережная грунтовая плотина – 995,9 м;
- левобережная грунтовая плотина – 487,1 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка подошвы водосливной плотины – 388,0 м;
- число водосливных отверстий – 3;
- ширина водосливных отверстий – 8 м;
- отметка гребня – 473,40 м;
- ширина гребня – 21 м;
- количество глубинных отверстий – 2;
- высота глубинных отверстий – 6 м;
- ширина глубинных отверстий – 6 м;

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,25 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,32). Таким образом, плотина Нижне-Ангарского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 8 лет 7 месяцев;
- себестоимость – 0,18 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 70025,6 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Нижне-Ангарской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Щавелев, Д. 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. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
5. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
6. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: введ. 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа : <http://www.dwg.ru>.
7. СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы Технологического Проектирования. – Москва. 2014.– 296 с.
8. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений – Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85 – введ. 20.05.2011. – Москва: ОАО, ВНИИГ им. Веденеева – 109с.
9. СП 33-101-2003. Определение расчетных гидрологических характеристик – от 26.12.2003. взамен СНиП 2.01.14-83-ГГИ Росгидромета – введ. 26.12.2003. – Москва – 73с.
10. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] //Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>
11. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
12. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
13. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.

14. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
15. СНиП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
16. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.
17. СНиП 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные./Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1985. – 50с.
18. ОСТ 108.023.06.-84 Турбины гидравлические вертикальные радиально-осевые. Конструктивные схемы. введён в действие от 09.04.85 – Москва: ОАО ВНИИГ им. Веденеева.
19. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчетам: справочник/Киселёв П.Г. – Москва: Энергия 1972 347с.
20. Федеральный закон РФ «Об отходах производства и потребления»(№ 89-ФЗ от 24.06.1998 г) – Москва – 56с.
21. СНиП 2.06.08-87 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений/ Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1987. – 32с
22. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.
23. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
24. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
25. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
26. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2017 – 42 с.
27. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
28. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологический ряд наблюдений реки Ангара за 1940-1989 года.
Среднегодовые и среднемесячные расходы воды

Годы	Расходы в метрах кубических в секунду												Q _{ср.} год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1940	1464	1325	1255	2975	10868	5981	4804	3083	5207	3975	1697	1406	3670
1941	1626	1501	1409	3626	13957	5207	4494	4958	6834	5672	2789	1992	4505
1942	790	651	581	1581	12168	7671	3626	4849	7601	5904	2513	1325	4105
1943	1116	953	837	1822	14664	9003	5207	4477	6764	5718	1162	1054	4398
1944	1116	953	883	948	13000	4308	5981	3284	4230	4347	1986	1525	3547
1945	1743	1511	1418	4742	13676	6968	7903	5252	9530	7461	2603	1816	5385
1946	1604	1441	1302	1190	12906	7051	4649	4942	6601	5509	1929	1699	4235
1947	1441	1278	1232	1357	13260	7051	4649	4942	6601	5509	2208	1464	4249
1948	1511	1371	1278	1209	9100	7980	8771	4648	5439	4626	1952	1503	4116
1949	1488	1278	1209	3347	9890	7051	4649	4942	6601	5509	2348	1582	4158
1950	1604	1441	1302	2248	10015	6539	4928	4756	8182	6229	1929	1699	4239
1951	1069	930	883	4333	14331	5176	4478	4927	6834	5648	1824	1337	4314
1952	1488	1278	1209	3366	13416	7113	4680	4989	6671	5579	2371	1582	4478
1953	1557	1046	1392	2473	11575	5191	4494	4942	6834	5672	2115	1503	4041
1954	1720	1488	1371	1246	9194	8058	8833	4679	5486	4649	2115	1621	4205
1955	1557	1046	1092	2473	11190	9065	3099	2711	3859	3138	2115	1503	3571
1956	1464	1278	1185	3329	9818	7562	3580	3392	3789	2929	2348	1562	3520
1957	1534	1023	1069	2417	12168	7980	8771	4648	5439	4626	2069	1464	4434
1958	1534	1395	1302	3756	14560	8011	8817	4663	5486	4649	2278	1640	4841
1959	1627	1395	1380	5746	9308	7702	3657	4865	7671	5950	2464	1621	4449
1960	1720	1488	1371	1246	10660	7376	5129	3098	3370	3673	2092	1621	3570
1961	1511	1371	1278	3719	13832	8957	3657	4105	5253	3394	2255	1621	4246
1962	1488	1348	1278	2994	10452	9034	3084	2680	3812	3115	1720	1425	3536
1963	1534	1023	1069	2436	12085	9050	3099	2695	3835	3138	2092	1484	3628
1964	1860	1767	1627	3459	13218	7082	4680	4973	6648	5555	2630	1894	4616
1965	1185	976	1116	5653	14612	9050	3099	2680	3812	3138	1697	1230	4021
1966	1139	953	837	1822	12293	7671	3657	4849	7671	5950	1185	1074	4092
1967	1162	999	1046	1599	8670	7654	3626	3439	3835	2975	1302	1074	3115
1968	1069	953	837	1729	10306	12594	5486	7003	8321	6299	1325	976	4742
1969	920	7979	1023	2390	11565	6646	8585	5850	6113	5904	1488	1211	4973
1970	1139	953	837	1841	13135	11204	4215	3702	7647	5021	1162	1074	4327
1971	1004	955	819	1881	11002	7283	2836	2618	3603	3254	2371	1601	3269
1972	1162	976	907	967	9234	9050	2464	2385	3533	2998	1720	1132	3044
1973	1302	1092	930	1116	14535	9917	8259	10242	9088	7740	1929	1386	5628
1974	1604	1395	1278	5690	11961	5067	9762	4679	6555	5811	2441	1601	4820
1975	1046	930	883	4314	10365	10072	9608	9126	10460	7787	1488	996	5589
1976	1116	953	860	2101	9992	4029	5610	4136	5067	3533	1534	1132	3339
1977	1255	1232	1209	1190	9114	3905	5148	3656	6253	4649	1999	1191	3400
1978	1604	1069	1116	2510	7901	10196	8600	6507	12900	6880	2162	1523	5247
1979	953	651	581	3849	14238	5860	5306	7561	8298	6067	1348	1132	4654
1980	883	721	674	1785	12730	8182	5873	5779	9088	6810	1069	859	4538
1981	1190	1023	1139	5727	9974	5919	5594	6151	7833	5834	1720	1250	4446
1982	1185	1120	1116	1450	12038	9685	4835	7758	8321	6206	1906	1550	4764
1983	1813	1464	1395	6955	8492	8833	6911	7793	8879	5861	2208	1816	5202
1984	1418	1348	1278	3924	14550	3704	5331	3067	3766	3091	1929	1582	3749
1985	1727	1641	1451	3589	9050	3920	6198	3392	4649	3487	2766	1890	3647
1986	1511	1371	1302	1227	12147	8337	9065	6662	8879	6229	1952	1503	5016
1987	1488	1348	1278	2994	14019	10863	3797	3935	5393	4347	1697	1425	4382

Окончание приложения А
Продолжение таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср} , год
1988	1534	1255	1185	1116	11237	9162	5734	3981	6043	5067	1860	1542	4143
1989	1511	1348	1278	3682	10119	9065	5486	5996	7508	6090	2231	1601	4660

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчёты

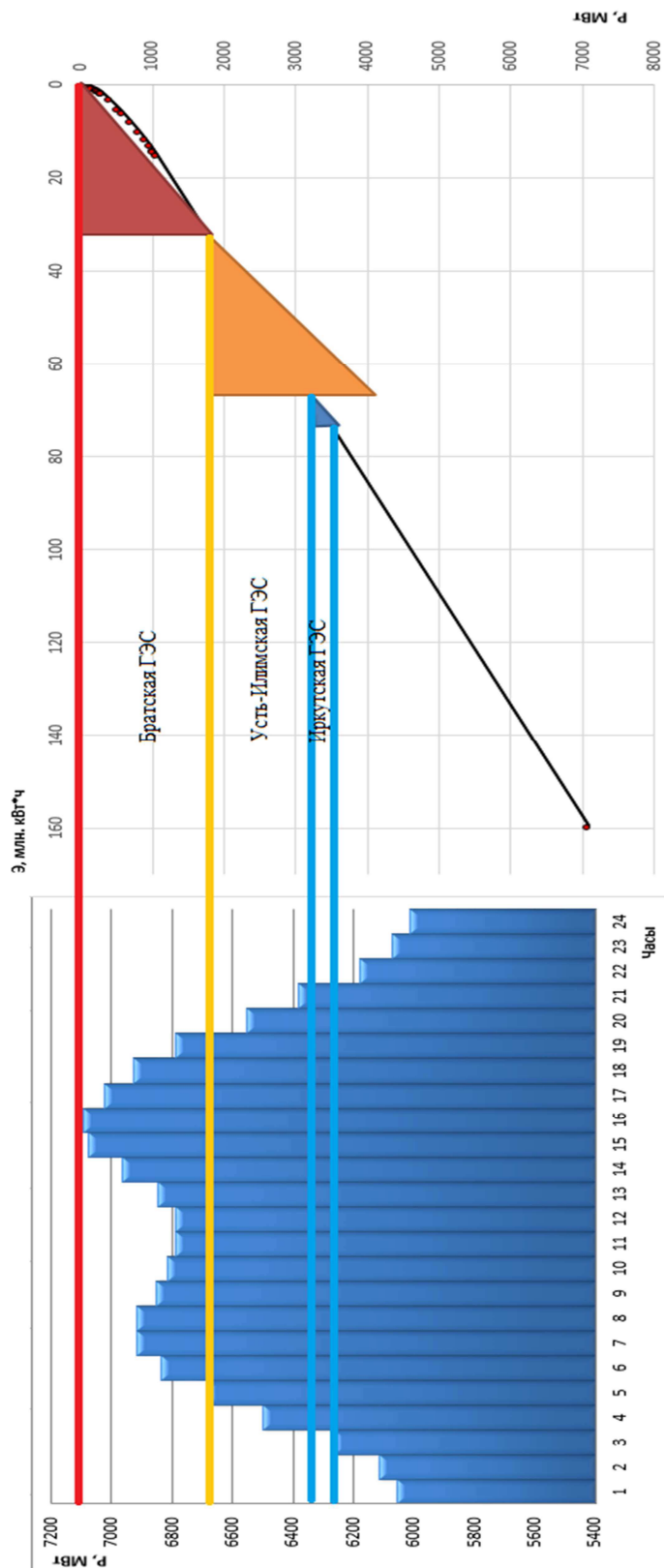


Рисунок Б.1 – ИКН энергосистемы для зимы

Окончание приложения Б

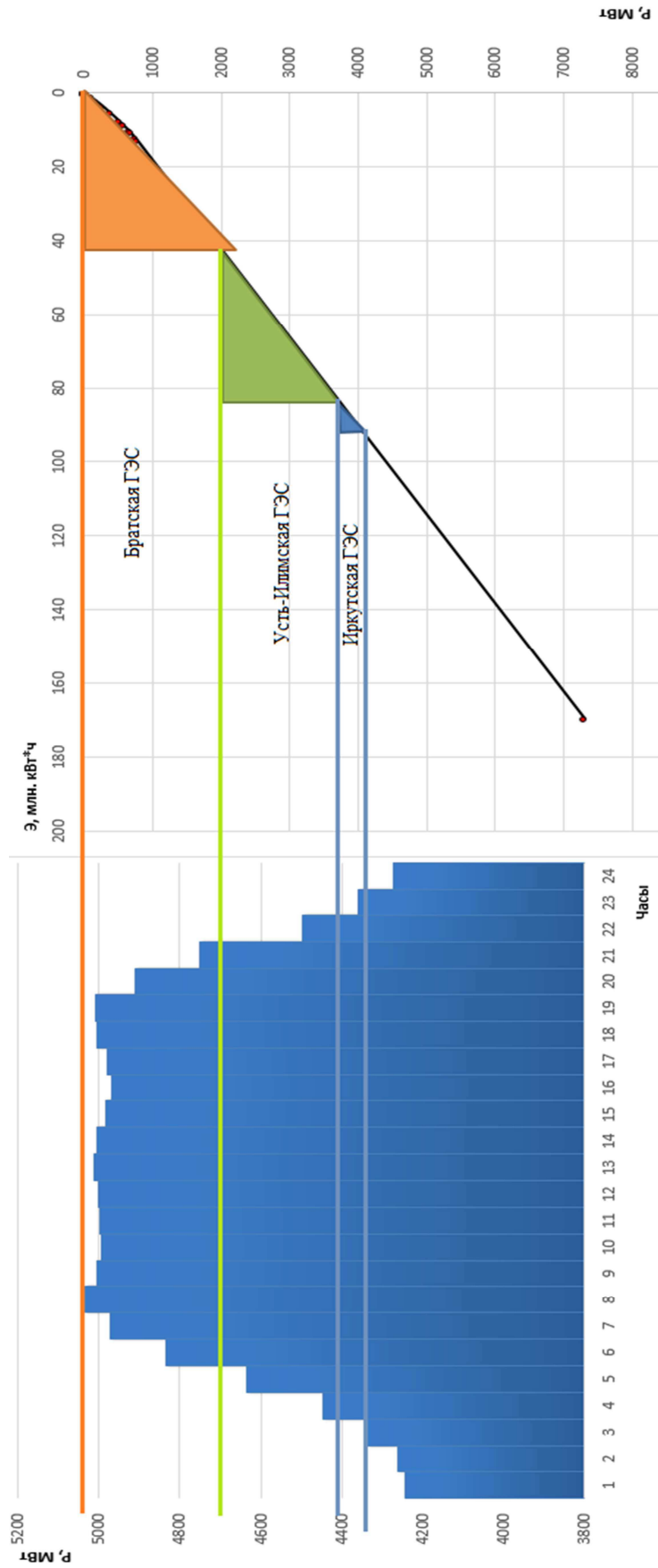


Рисунок Б.2 – ИКН энергосистемы для лета

Окончание приложения Б

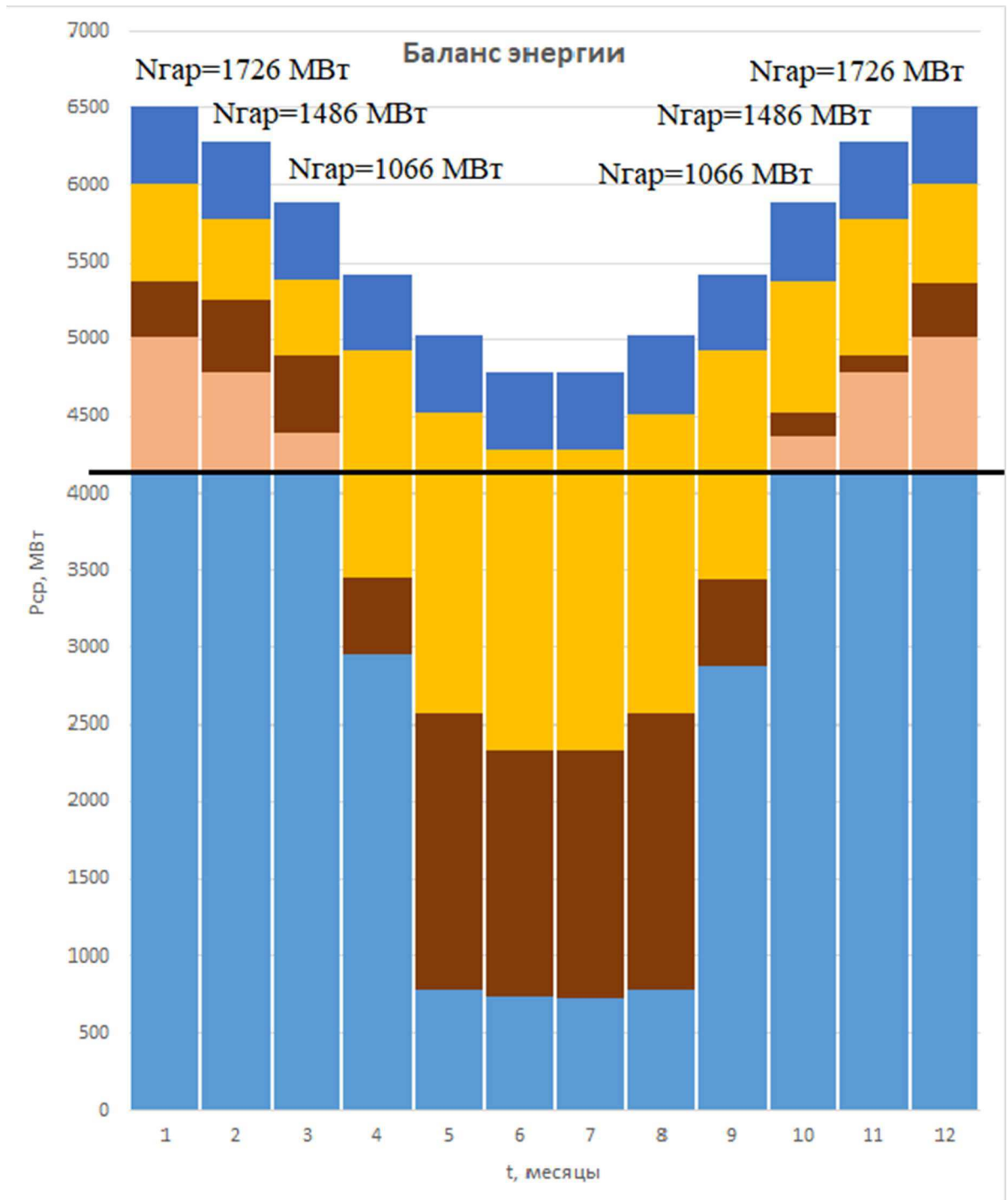


Рисунок Б.3 – Баланс энергии

Окончание приложения Б

Таблица Б.1 - Первая итерация (не выполняется)

t	Q, м³/с						V, км³		Z, м				H, м	N, МВт	
	Qпол.быт	Qф	Qв-ща	QГЭС	QВХК	QНБ	Vнач	Vкон	знач	зкон	зср	Zнб		НГЭС	Нгар
11	1898	1	500	2398	1600	2399	54,93	53,59	465,00	464,48	464,74	395,55	68,49	1445	1445
12	1090	1	1797	2887	1600	2888	53,59	48,78	464,48	462,27	463,37	396,34	66,34	1685	1685
1	1154	1	1856	3010	1600	3011	48,78	43,81	462,27	459,42	460,84	396,53	63,61	1685	1685
2	1131	1	1542	2673	1600	2674	43,81	39,68	459,42	456,81	458,11	396,00	61,42	1445	1445
3	1108	1	812	1920	1600	1921	39,68	37,50	456,81	455,44	456,13	394,74	60,68	1025	1025
4	1209	1	390	1599	1600	1600	37,50	36,46	455,44	454,79	455,11	394,18	60,23	848	по ВХК
5	8068	1	-4869	3199	3200	3200	36,46	49,50	454,79	462,64	458,71	396,82	61,19	1723	по ВХК
6	3804	1	-605	3199	3200	3200	49,50	51,12	462,64	463,42	463,03	396,82	65,50	1844	по ВХК
7	3609	1	-410	3199	3200	3200	51,12	52,22	463,42	463,91	463,66	396,82	66,14	1862	по ВХК
8	3311	1	-112	3199	3200	3200	52,22	52,52	463,91	464,04	463,97	396,82	66,45	1871	по ВХК
9	3213	1	-14	3199	3200	3200	52,52	52,55	464,04	464,05	464,05	396,82	66,52	1873	по ВХК
10	2855	1	-1183	1672	1600	1673	52,55	55,72	464,05	465,29	464,67	394,31	69,66	1025	1025

Таблица Б.2 - Окончательная итерация

t	Q, м³/с						V, км³		Z, м				H, м	N, МВт	
	Qпол.быт	Qф	Qв-ща	QГЭС	QВХК	QНБ	Vнач	Vкон	знач	зкон	зср	Zнб		НГЭС	Нгар
11	1898	1	574	2472	1600	2473	54,93	53,39	465,00	464,40	464,70	395,67	68,33	1486	1486
12	1090	1	1880	2970	1600	2971	53,39	48,36	464,40	462,05	463,22	396,47	66,06	1726	1726
1	1154	1	1952	3106	1600	3107	48,36	43,13	462,05	459,00	460,52	396,68	63,14	1726	1726
2	1131	1	1650	2781	1600	2782	43,13	38,71	459,00	456,20	457,60	396,17	60,73	1486	1486
3	1108	1	918	2026	1600	2027	38,71	36,25	456,20	454,66	455,43	394,93	59,80	1066	1066
4	1209	1	390	1599	1600	1600	36,25	35,21	454,66	454,02	454,34	394,18	59,46	837	по ВХК
5	8068	1	-4919	3149	3150	3150	35,21	48,38	454,02	462,06	458,04	396,75	60,59	1679	по ВХК
6	3804	1	-655	3149	3150	3150	48,38	50,14	462,06	462,95	462,51	396,75	65,06	1803	по ВХК
7	3609	1	-460	3149	3150	3150	50,14	51,37	462,95	463,53	463,24	396,75	65,80	1823	по ВХК
8	3311	1	-162	3149	3150	3150	51,37	51,80	463,53	463,73	463,63	396,75	66,18	1834	по ВХК
9	3213	1	-62	3151	3150	3152	51,80	51,97	463,73	463,80	463,76	396,75	66,31	1839	по ВХК
10	2855	1	-1106	1749	1600	1750	51,97	54,93	463,80	465,00	464,40	394,45	69,25	1066	1066

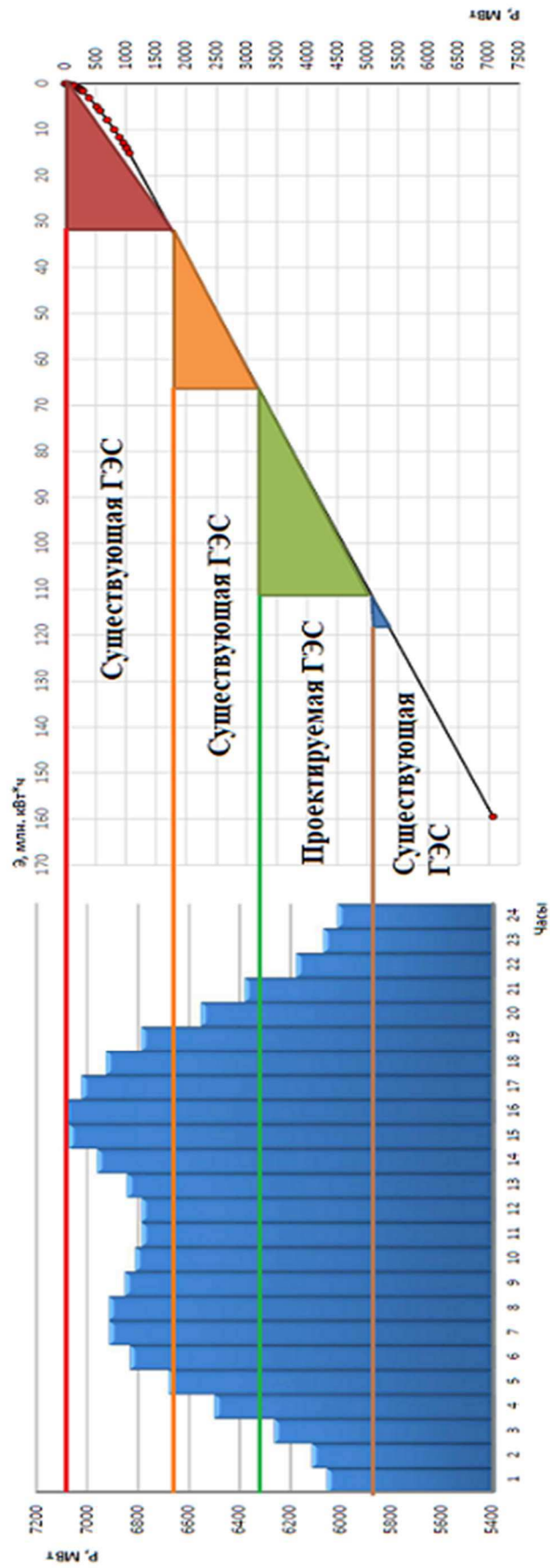


Рисунок Б.4 – Зоны работы, проектируемой ГЭС в январе, декабре

Окончание приложения Б

Таблица Б.3 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Мощность в мегаваттах

Месяц	Система			Сущ. ГЭС				Проект. ГЭС				ТЭС			
	Р, МВт	Равр.	Рнагр.	Нраб.	Навр.	Ннагр	Н рем.	Нраб.	Навар.	Ннагр	Н рем.	Нраб.м	Навар	Ннагр	Нрем
I	7060	565	141	3290	263	66		2200	-	44		1570	126	31	
II	6793	543	136	3212	257	64		2000	-	40		1581	126	32	
III	6331	507	127	3078	246	62		1668	-	33		1586	127	32	
IV	5798	464	116	2923	234	58	226	1816	-	36	36	1058	85	21	
V	5336	427	107	2788	223	56		2243	-	45		303	24	6	216
VI	5068	405	101	2710	217	54		2317	-	46		40	3	1	432
VII	5068	405	101	2710	217	54		2319	-	46		40	3	1	432
VIII	5333	427	107	2787	223	56		2245	-	45		305	24	6	216
IX	5795	464	116	2922	234	58	226	1816	-	36	36	1058	85	21	
X	6328	506	127	3077	246	62		1668	-	33		1583	127	32	
XI	6791	543	136	3212	257	64		2000	-	40		1579	126	32	
XII	7059	565	141	3289,5	263	66		2200	-	44		1569	126	31	

Окончание приложения Б

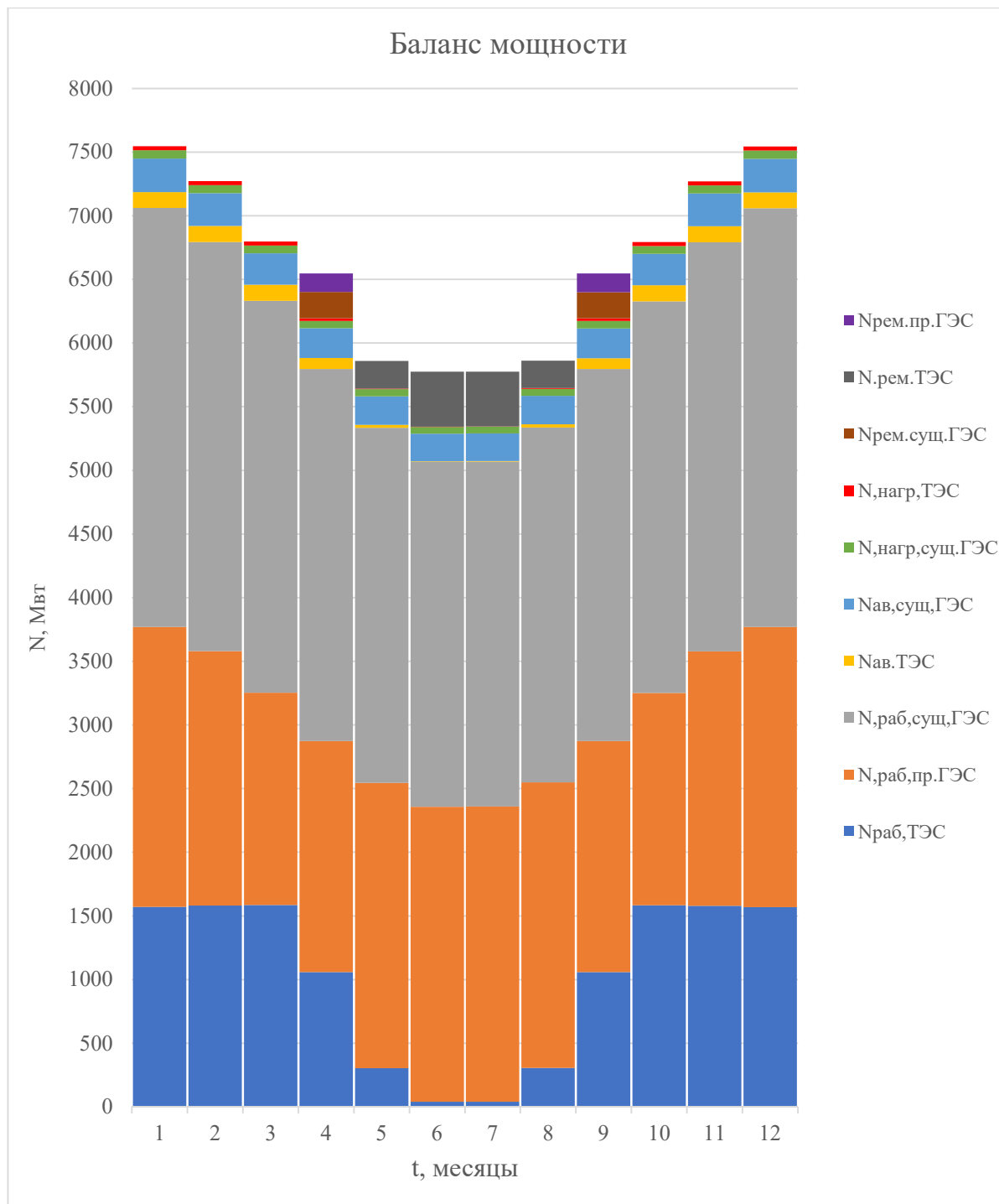


Рисунок Б.5 – Баланс мощности

Окончание приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка водохранилища в средневодном году по отметкам 90% года

t	Q, м³/с						V, км³		Z, м				H, м	N, МВт		Э, млн. кВт.ч
	Qпол.быт	Qф	Qв-ща	Qгэс	Qвхк	Qнб	Vнач	Vкон	знач	Zкон	Zср	Zнб		Nгэс	Z 90%	
11	2107	1	574	2681	1600	2682	54,93	53,39	465,00	464,40	464,70	396,01	67,99	1604	465,00	1155
12	1363	1	1880	3243	1600	3244	53,39	48,36	464,40	462,05	463,22	396,89	65,63	1873	464,40	1349
1	1340	1	1952	3292	1600	3293	48,36	43,13	462,05	459,00	460,52	396,97	62,86	1821	462,05	1311
2	1177	1	1650	2827	1600	2828	43,13	38,71	459,00	456,20	457,60	396,24	60,65	1509	459,00	1086
3	1131	1	918	2049	1600	2050	38,71	36,25	456,20	454,66	455,43	394,97	59,77	1078	456,20	776
4	1376	1	390	1766	1600	1767	36,25	35,21	454,66	454,02	454,34	394,48	59,16	919	454,66	662
5	12214	1	-4919	7295	3150	7296	35,21	48,38	454,02	462,06	458,04	402,22	55,12	3539	454,02	2548
6	5707	1	-655	5052	3150	5053	48,38	50,14	462,06	462,95	462,51	399,46	62,35	2772	462,06	1996
7	3303	1	-460	2843	3150	2844	50,14	51,37	462,95	463,53	463,24	396,27	66,27	1658	462,95	1194
8	3597	1	-162	3435	3150	3436	51,37	51,80	463,53	463,73	463,63	397,18	65,75	1987	463,53	1431
9	5258	1	-62	5196	3150	5197	51,80	51,97	463,73	463,80	463,76	399,65	63,41	2900	463,73	2088
10	4068	1	-1106	2962	1600	2963	51,97	54,93	463,80	465,00	464,40	396,46	67,24	1753	463,80	1262

Окончание приложения Б

Таблица Б.5 – Сработка водохранилища в средневодном году по мощностям 90% года

t	Q, м ³ /с						V, км ³		Z, м				Н, м	N, МВт		Э, млн. кВт.ч
	Qпол.быт	Qф	Qв-ща	Qгэс	Qвхк	Qнб	Vнач	Vкон	знач	Zкон	Zср	Zнб		Nгэс	Nгар	
11	2107	1	360	2467	1600	2468	54,93	53,97	465,00	464,63	464,82	395,66	68,45	1486	1486	720
12	1363	1	1584	2947	1600	2948	53,97	49,72	464,63	462,75	463,69	396,43	66,56	1726	1726	720
1	1340	1	1716	3056	1600	3057	49,72	45,13	462,75	460,22	461,48	396,60	64,18	1726	1726	720
2	1177	1	1539	2716	1600	2717	45,13	41,00	460,22	457,66	458,94	396,07	62,17	1486	1486	720
3	1131	1	842	1973	1600	1974	41,00	38,75	457,66	456,23	456,94	394,84	61,41	1066	1066	720
4	1376	1	1325	2701	1600	2702	38,75	35,20	456,23	454,02	455,12	396,04	58,38	1388	по ВХК	720
5	12214	1	-2250	9964	3150	9965	35,20	41,23	454,02	457,80	455,91	405,16	50,05	4388	по ВХК	720
6	5707	1	-1600	4107	3150	4108	41,23	45,51	457,80	460,45	459,12	398,17	60,26	2178	по ВХК	720
7	3303	1	-54	3249	3150	3250	45,51	45,66	460,45	460,53	460,49	396,90	62,89	1798	по ВХК	720
8	3597	1	-55	3542	3150	3543	45,66	45,80	460,53	460,62	460,57	397,34	62,53	1949	по ВХК	720
9	5258	1	-1109	4149	3150	4150	45,80	48,78	460,62	462,27	461,44	398,22	62,52	2283	по ВХК	720
10	4068	1	-2298	1770	1600	1771	48,78	54,93	462,27	465,00	463,63	394,48	68,45	1066	1066	720

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

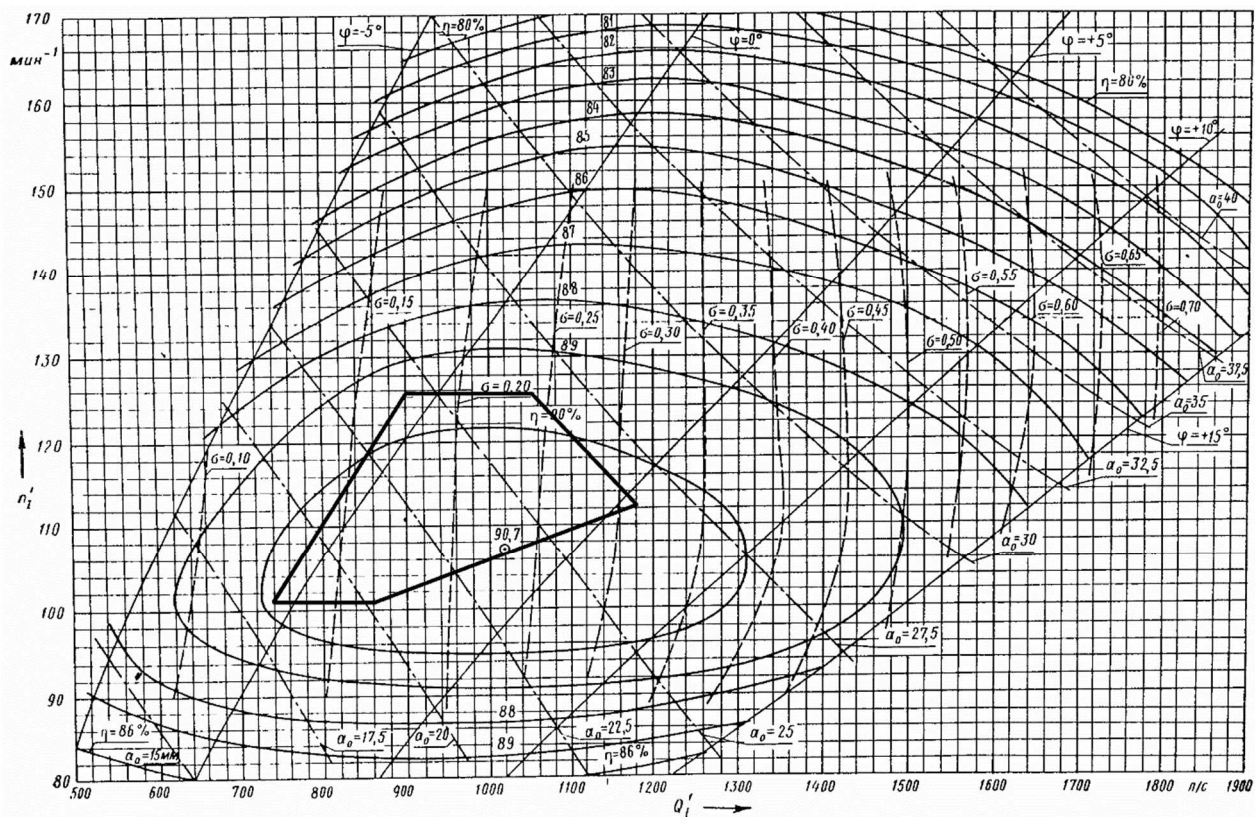


Рисунок В.1 – Зона работы поворотно-лопастной диагональной турбины ПЛД70-В-800 на главной универсальной характеристике

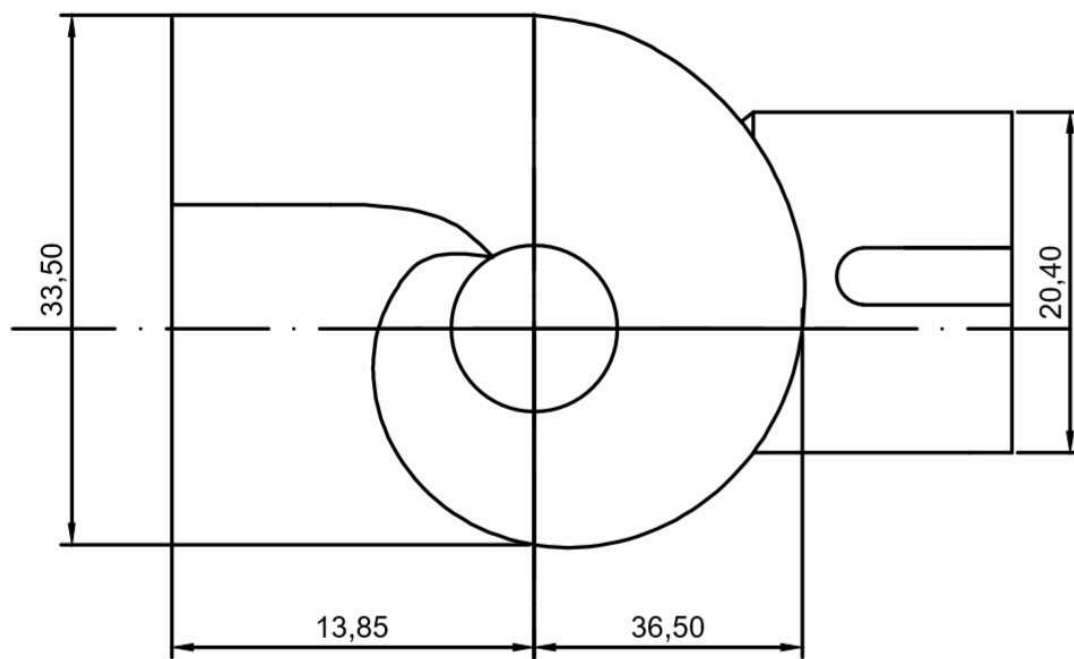


Рисунок В.2 – План спиральной камеры ПЛД70-В-800

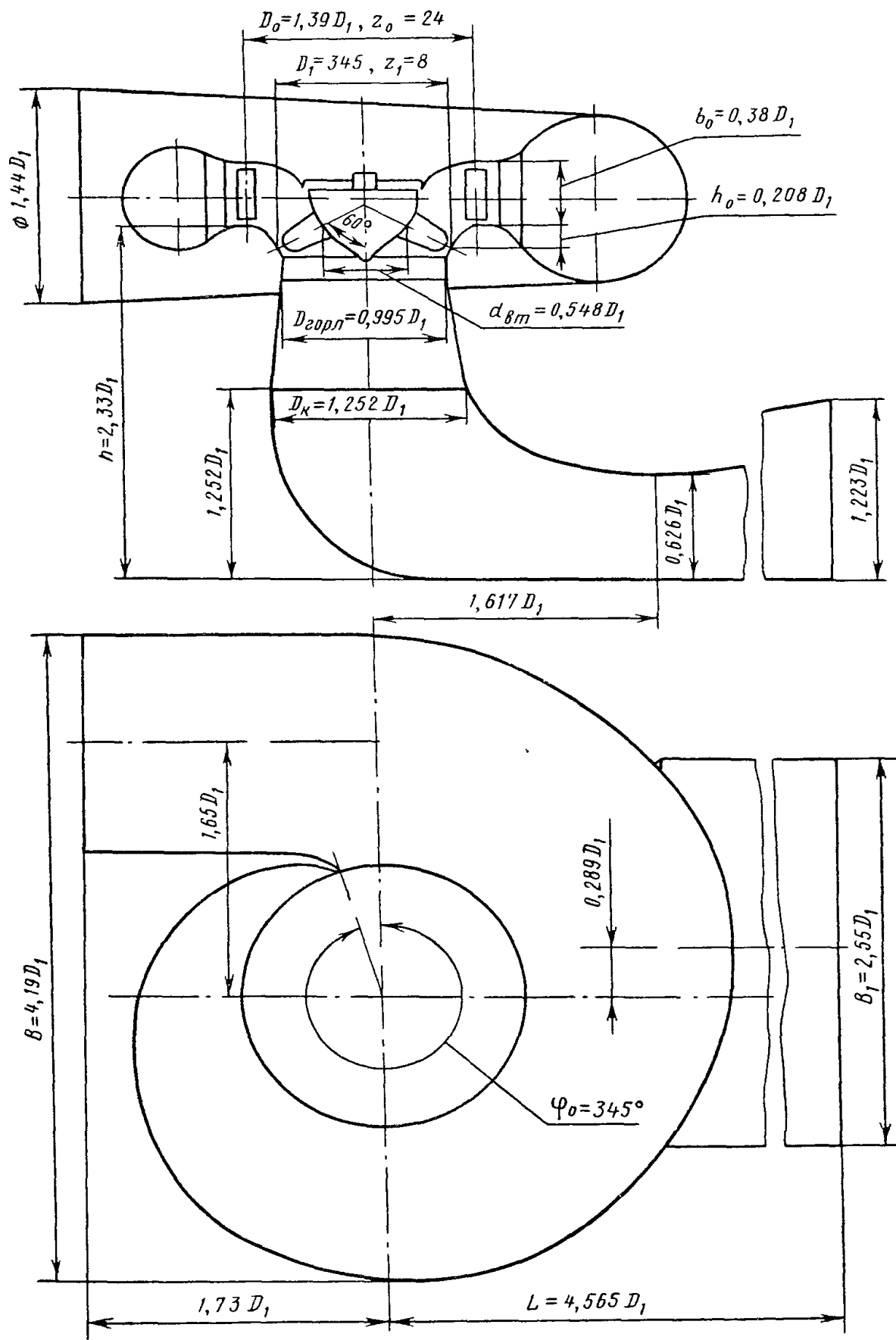


Рисунок В.3 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛД70-В

Установленная мощность 2342 МВт. Среднегодовая выработка 16,8 млрд. кВт ч. Отметка НПУ 465 м. Отметка УМО 454 м. Полный объем 54,93 км³. Полезный объем 19,72 км³

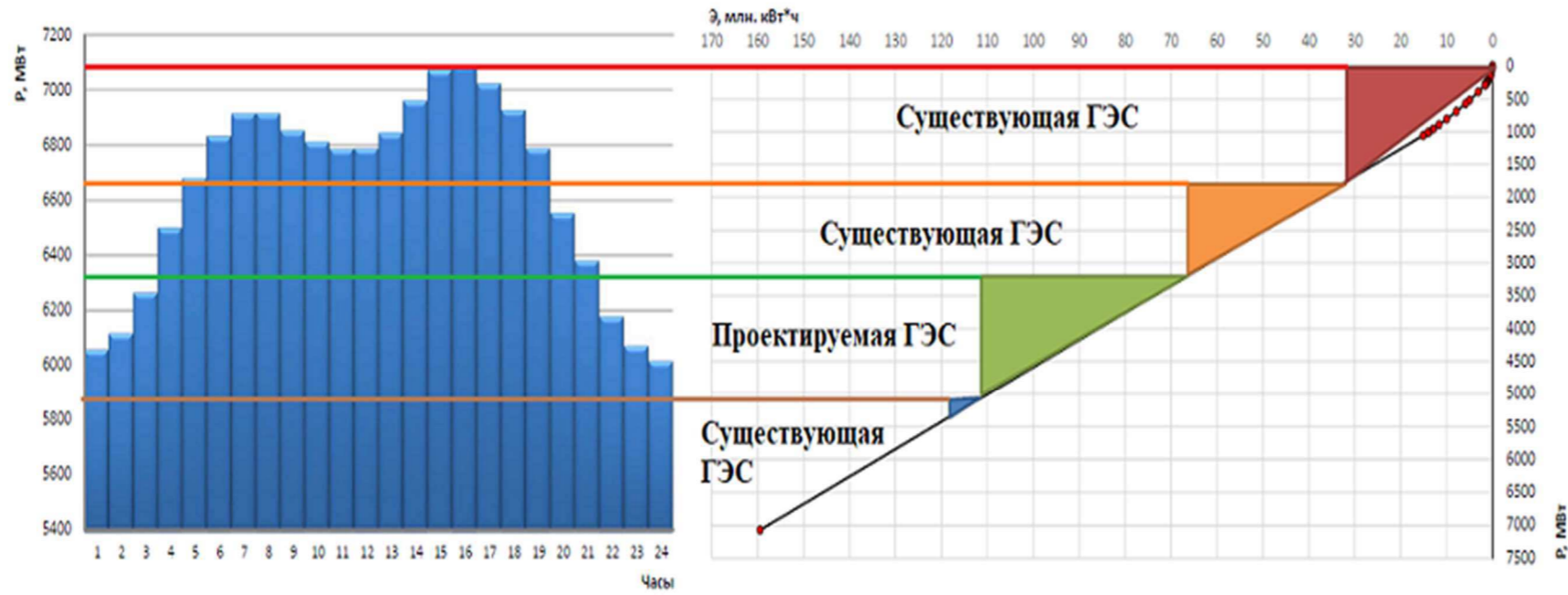
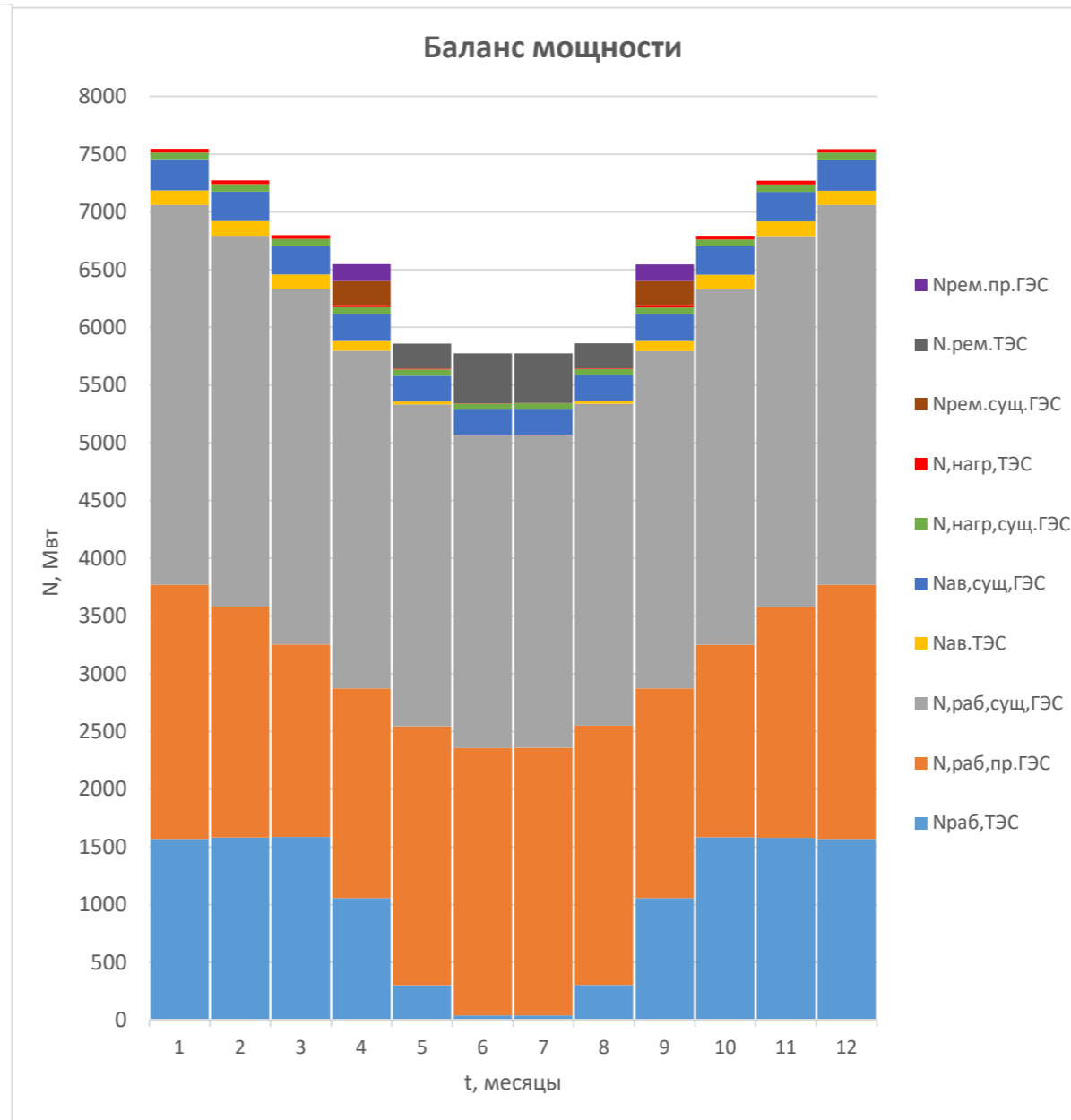
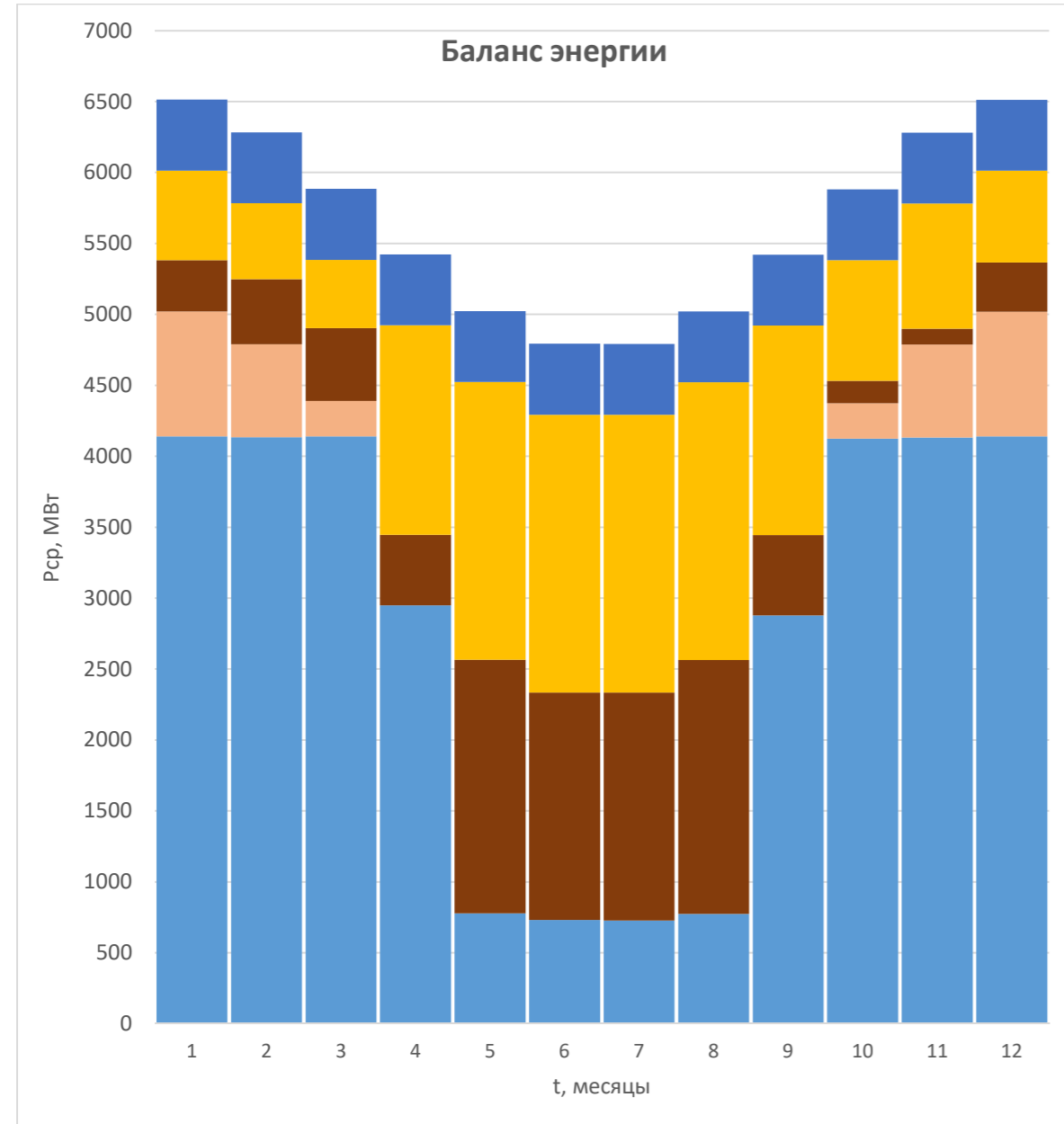
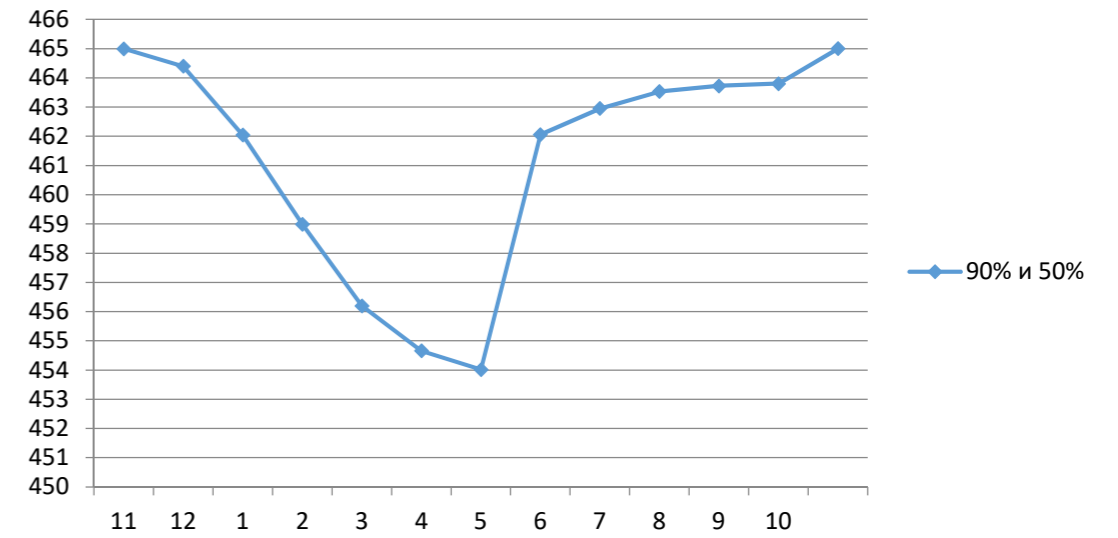


График сработки-наполнения водохранилища

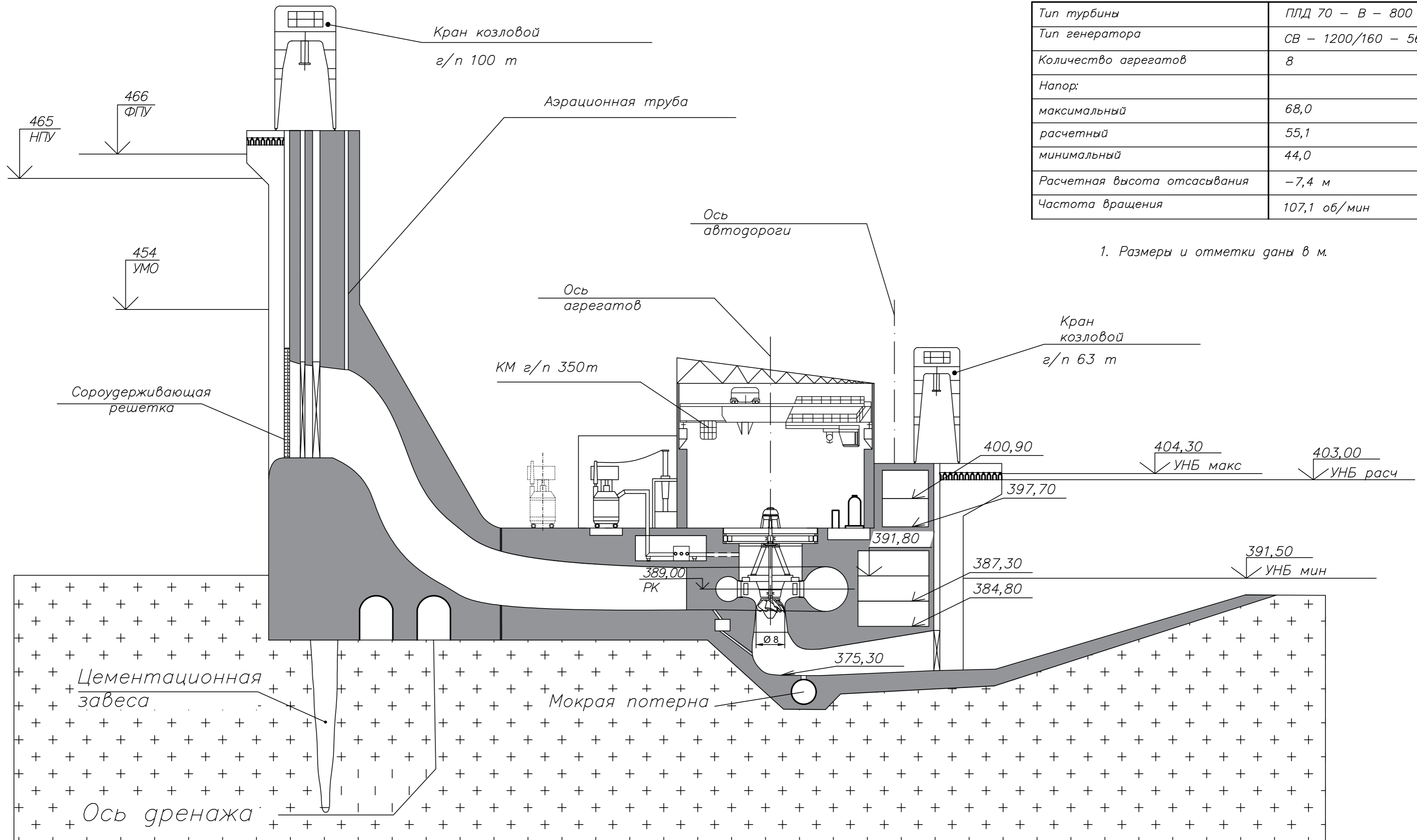


Поперечный разрез здания ГЭС 1:400

Основные характеристики гидроагрегатов

Тип турбины	ПЛД 70 – В – 800
Тип генератора	СВ – 1200/160 – 56
Количество агрегатов	8
Напор:	
максимальный	68,0
расчетный	55,1
минимальный	44,0
Расчетная высота отсасывания	-7,4 м
Частота вращения	107,1 об/мин

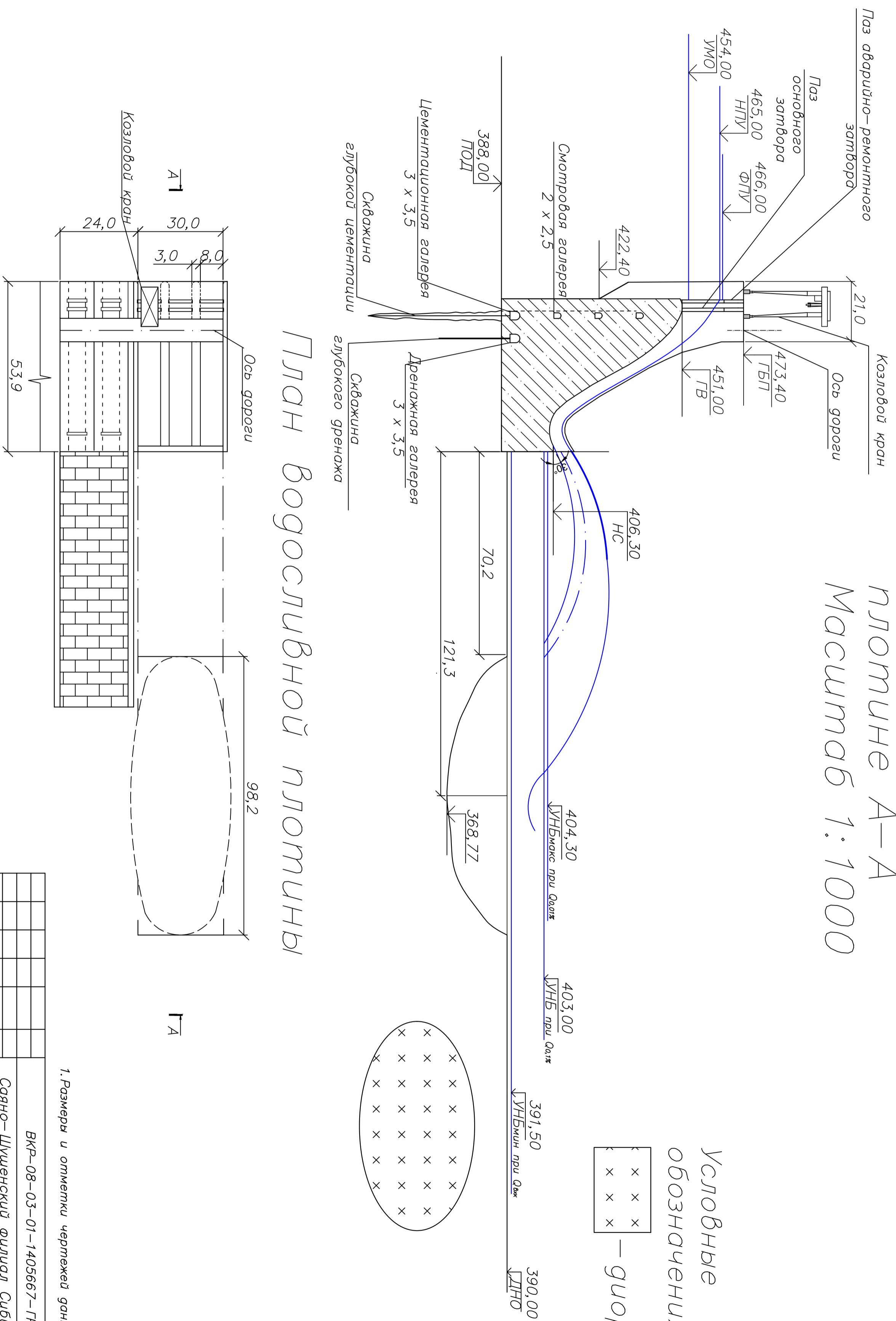
1. Размеры и отметки даны в м.



ВКР-08-03-01-1405667-ГР1					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Котенков				
Провер.	Масленникова				
Проектирование Нижне-Ангарская ГЭС на р.Ангара				Стация	Лист
					10
Станционная плотина и здание ГЭС. Поперечный разрез. Основные характеристики ГА				Кафедра ГМ и ГТС	

Поперечный разрез по водосливной плотине А-А

Масштаб 1:1000



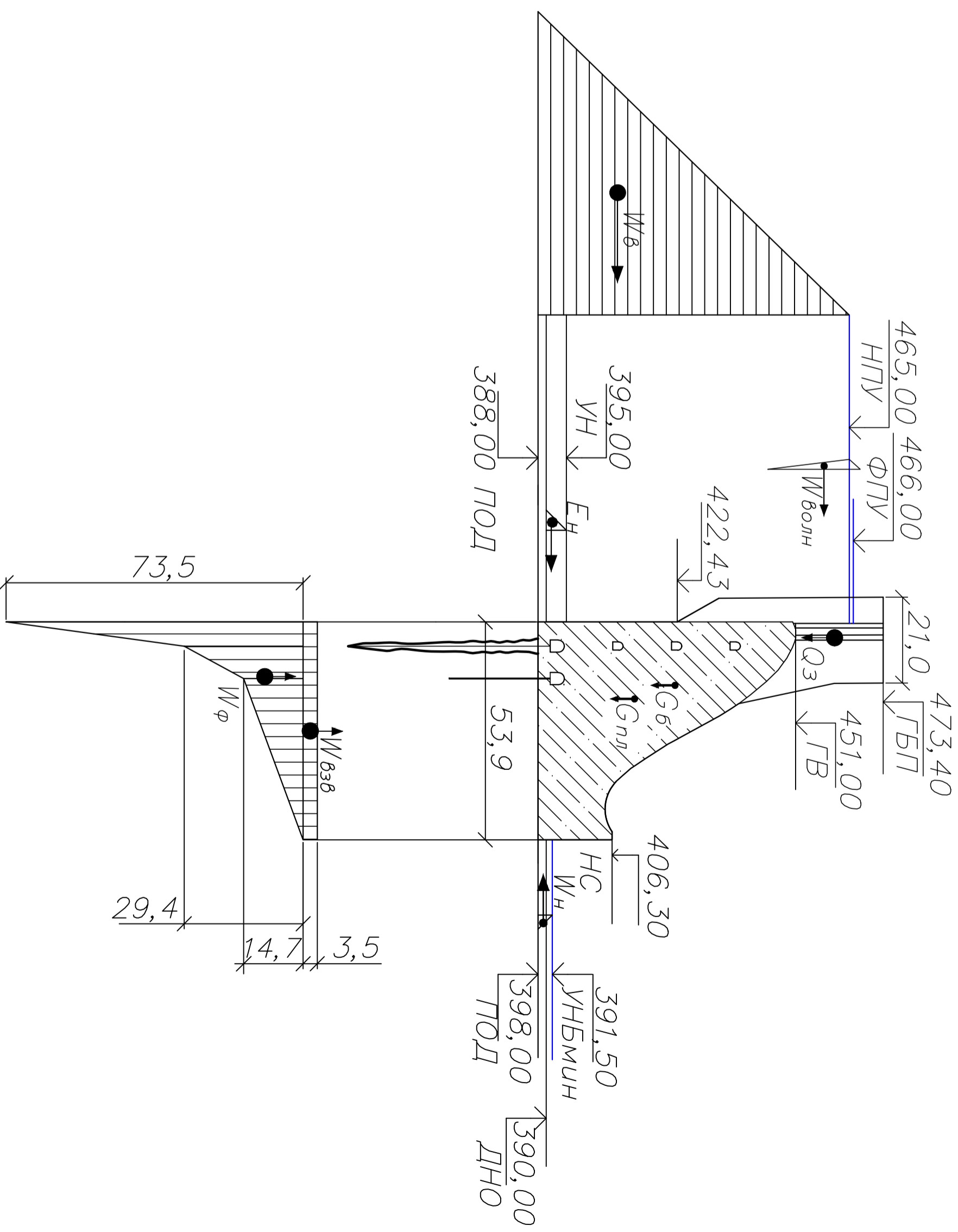
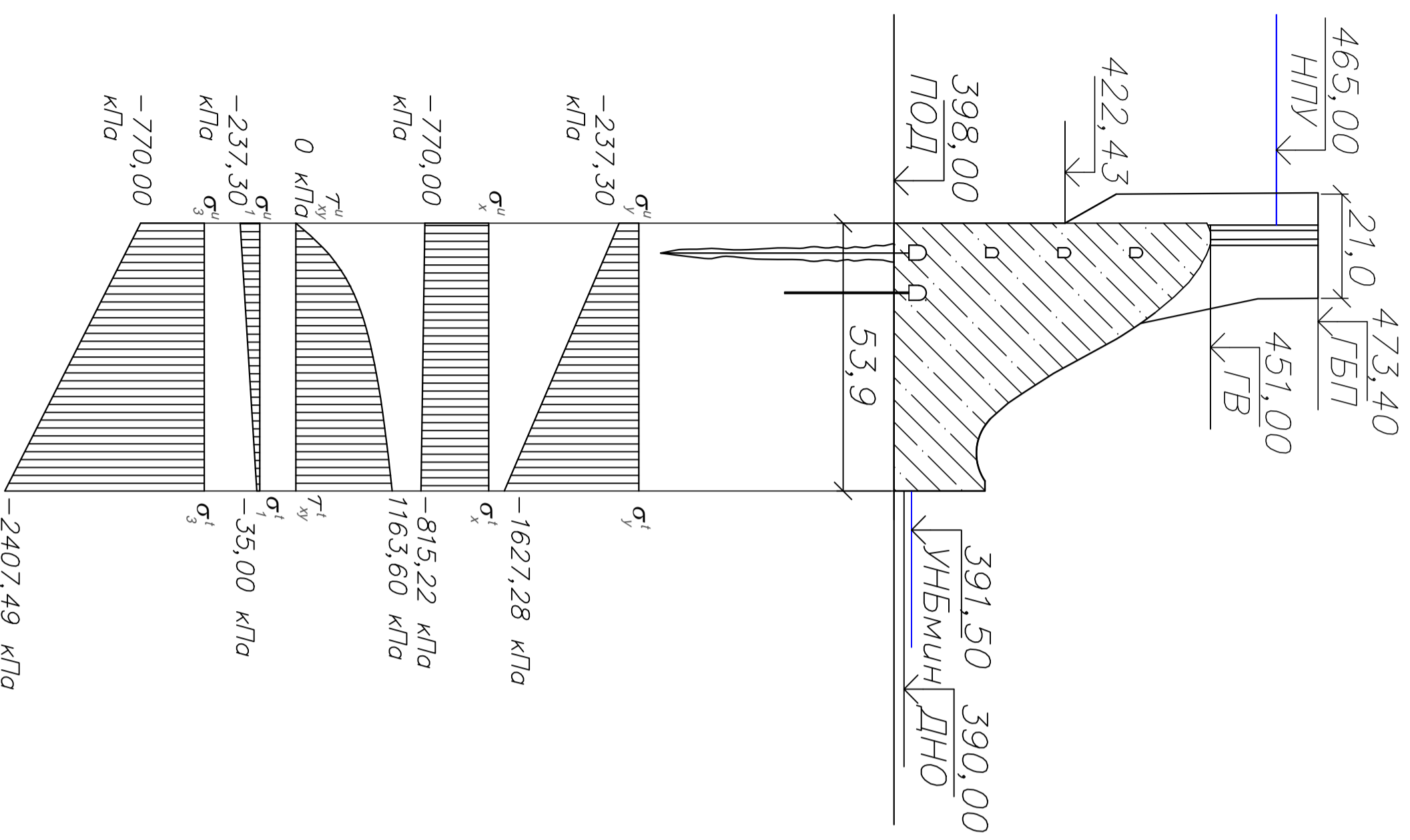
План водосливной плотины

1. Размеры и отметки чертёжей ганы в м.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв.№	Согласовано		

Изм.	Кол-во	Лист	док	Подпись	Дата	ВКР-08-03-01-1405667-ГР2 Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета Проектрование Нижне- Ангарской ГЭС на р.Ангара Поперечный разрез по водосливной плотине	Студия Лист Листов 3 10 Кафедра ГМ и ГТС
Разработ.	Компеньков						
Провед.	Ульянова						
Т.контр.							
Н.контр.							
Утв.							

Эноры напряжений в сечении на *Нагрузку, действующую на водосливную плотину.*
 отметке 388 м,
 в 1 мм 60 кПа

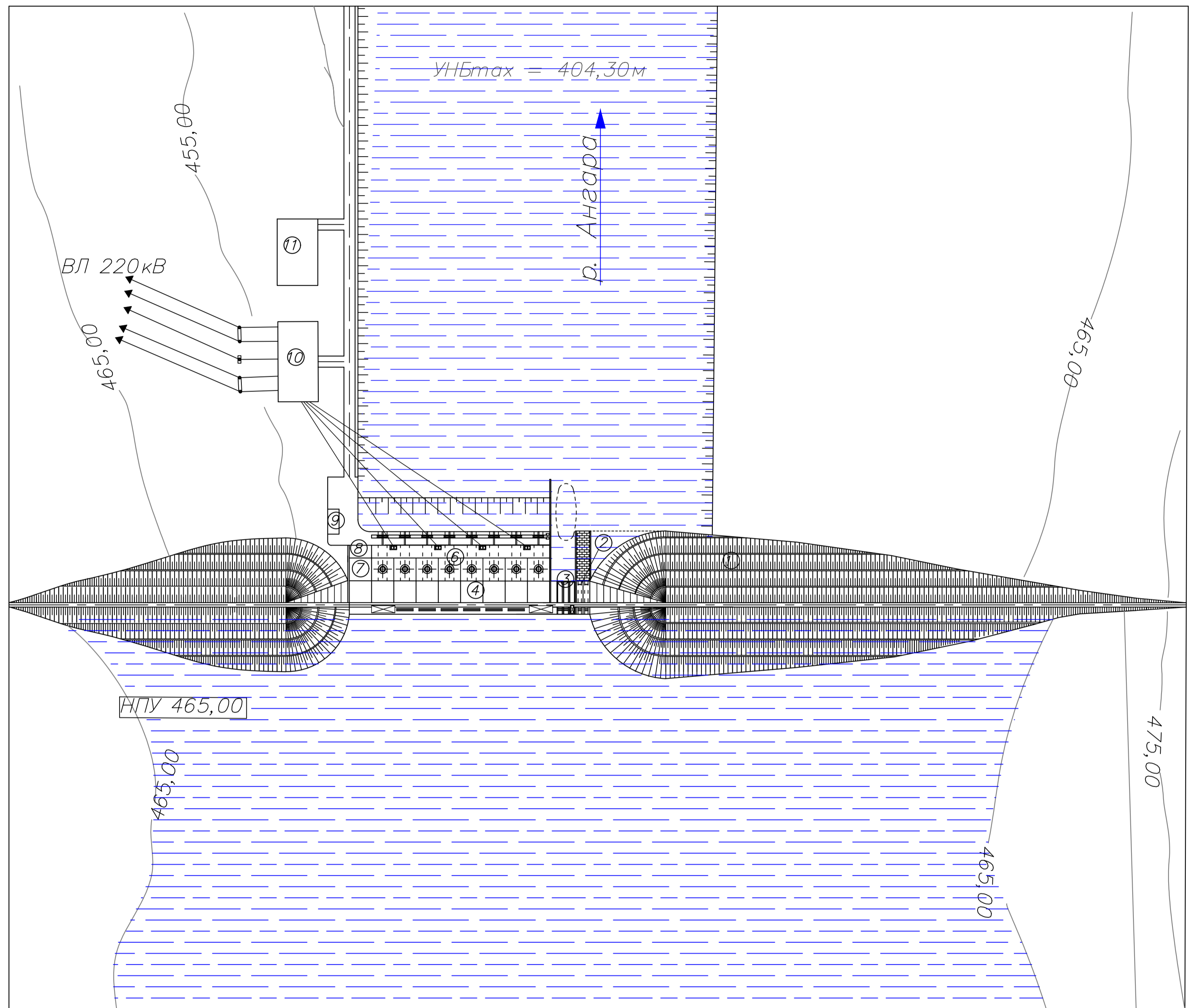


1. Размеры и отметки чертёжей ганы в м.

Согласовано		
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

ВКР-08-03-01-1405667-ГР1		Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета	
Изм.	Кол-во листов	Лист	Дата
Разраб.	Комп. док.	Лист	Дата
Провер.	Ульянова	Лист	Дата
Н. контр.		Лист	Дата
Умб.		Лист	Дата
Проектирование Нижне-Ангарской ГЭС на р. Ангаре		Страниц	Листов
Напряжения и нагрузки действующие на водосливную плотину		2	10
		Кафедра ГМ и ГТС	

Генеральный план М 1:2000



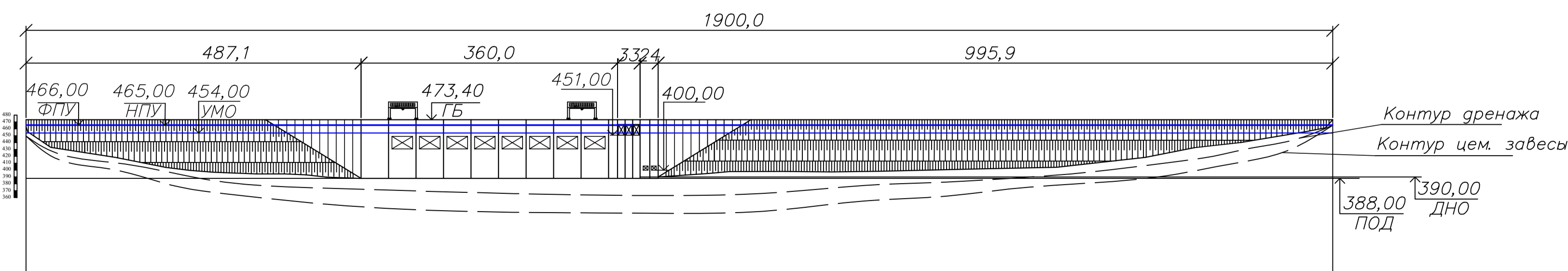
Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Правобережная грунтовая плотина
2	Донный водосброс
3	Бетонная водосливная плотина
4	Станционная часть бетонной плотины
5	Левобережная грунтовая плотина
6	Машинный зал
7	Монтажная площадка
8	Трансформаторная мастерская
9	Центральный пульт управления
10	Здание РУ 220 кВ
11	Административное здание

Условные обозначения

- трансформатор
- гидроагрегат
- автодорога
- козловой кран
- поверхность воды

Вид с верхнего бьефа 1-1 А-А



№	Обозначение	Наименование	Примечание
1	ВКР-08-03-01-1405667-ГП	Генеральный план Экспликация зданий и сооружений Ведомость состава проекта	—
2	ВКР-08-03-01-1405667-ГР1	Поперечной разрез здания ГЭС	—
3	ВКР-08-03-01-1405667-ГР2	Поперечной по водосливной плотине	—
4	ВКР-08-03-01-1405667-ГР3	Эпюра напряжений Нагрузки на водосливную плотину	—
5	ВКР-08-03-01-1405667-ТХ1	1 Этап возведения сооружений	—
6	ВКР-08-03-01-1405667-ТХ2	2 Этап возведения сооружений	—
7	ВКР-08-03-01-1405667-ТХ3	3 Этап возведения сооружений	—
8	ВКР-08-03-01-1405667-ТХ4	4 Этап возведения сооружений	—
9	ВКР-08-03-01-1405667-ТХ5	5 Этап возведения сооружений	—
10	ВКР-08-03-01-1405667-ТХ6	Строительный генеральный план Экспликация зданий и сооружений	—
11	ВКР-08-03-01-1405667-ТХ6	Календарный график	—
12	ВКР-08-03-01-1405667-ПЗ	Пояснительная записка	—

1. Размеры и отметки чертежей даны в м.

ВКР-08-03-01-1405667-ГП				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Код	Лист	Лист	Лист	Лист	Лист
Разраб.	Котенков			Проектирование Нижне – Ангарской ГЭС на р.Ангара	4	10
Провер.	Ульянова			Генеральный план	Кафедра ГМ и ГЭС	
Т.контр.						
Н.контр.						
Утв.						

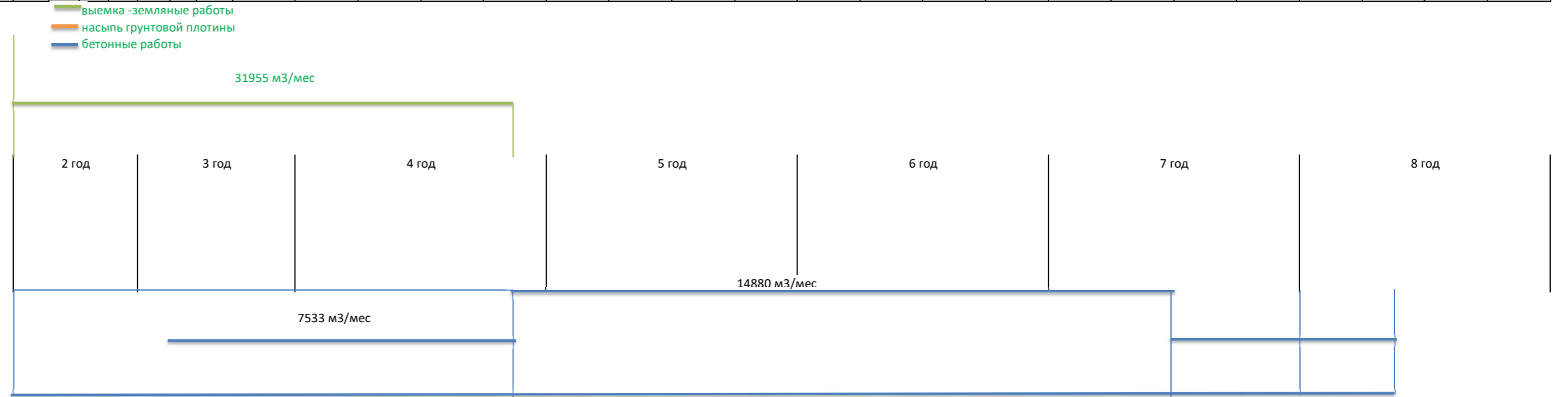
Наименования	Наименования профилирующих работ	Единицы измерения	Кол-во	Время мес	Объемы по этапам					1 Год				2 Год				3 Год				4 Год				5 Год				6 Год				7 Год				8 Год			
					1	2	3	4	5	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4				
Объекты производственной базы	Строительство автодорог	км	11,1		+																																				
	Строительство ЛЭП				+																																				
Перемычки	Строительство производственной базы				+																																				
	Возведения перемычки 1 очереди	тыс.м3	463,9		+																																				
	Откачка котлована 1 очереди	тыс.м3	73,5		+																																				
	Возведение перемычек 2 очереди	тыс.м3	644,9		+																																				
котлован I очереди	бвр	м3	415 412,00	13	+																																				
	Выемка грунта			13	+																																				
Водосливная плотина до отм 415,0м	Бетон в котловане I очереди	тыс.м3	67,8	9мес, 4 крана																																					
Правобережная грунтовая плотина до отм. 414,0м	насыпь грунтовой плотины в котловане I очереди	тыс.м3	294,6	9мес	+	+	+																																		
	Перекрытие русла	тыс.м3	623,118	19,5 мес			+																																		
на (левобережная и	1 слой (414) Левобережная	тыс.м3	294,6	9			+																																		
	2 слой (441.25)	тыс.м3	500,25	15,01			+	+																																	
	3 слой (463.40)	тыс.м3	341,74	10,25			+	+																																	
	4 слой (473.4)	тыс.м3	93,8	2,8			+	+																																	
Бетонная плотина(Станционная часть и водосливная)	Станционная часть(415)	тыс.м3	120,5	16,3 мес. 4 крана			+																																		
	По всему бетонному фронту(441.25)	тыс.м3	184,74	25 мес. 4 крана			+	+																																	
	По всему бетонному фронту(463.40)	тыс.м3	154,95	21 мес. 4 крана			+	+																																	
	По всему бетонному фронту(473.40)	тыс.м3	69,13	9,4 мес. 4 крана			+	+																																	
Здание ГЭС приплотинное	Бетон	м3	65000	8,8 мес. 4 крана			+																																		
Здание ГЭС	шатер						+																																		
Оборудование	монтаж агрегатов и пуск агрегатов						+	+	+																																
Водохранилище	Подготовка ложа водохранилища						+	+																																	
	Наполнение водохранилища	км3	54,93				+	+																																	

Таблица технико-экономических показателей

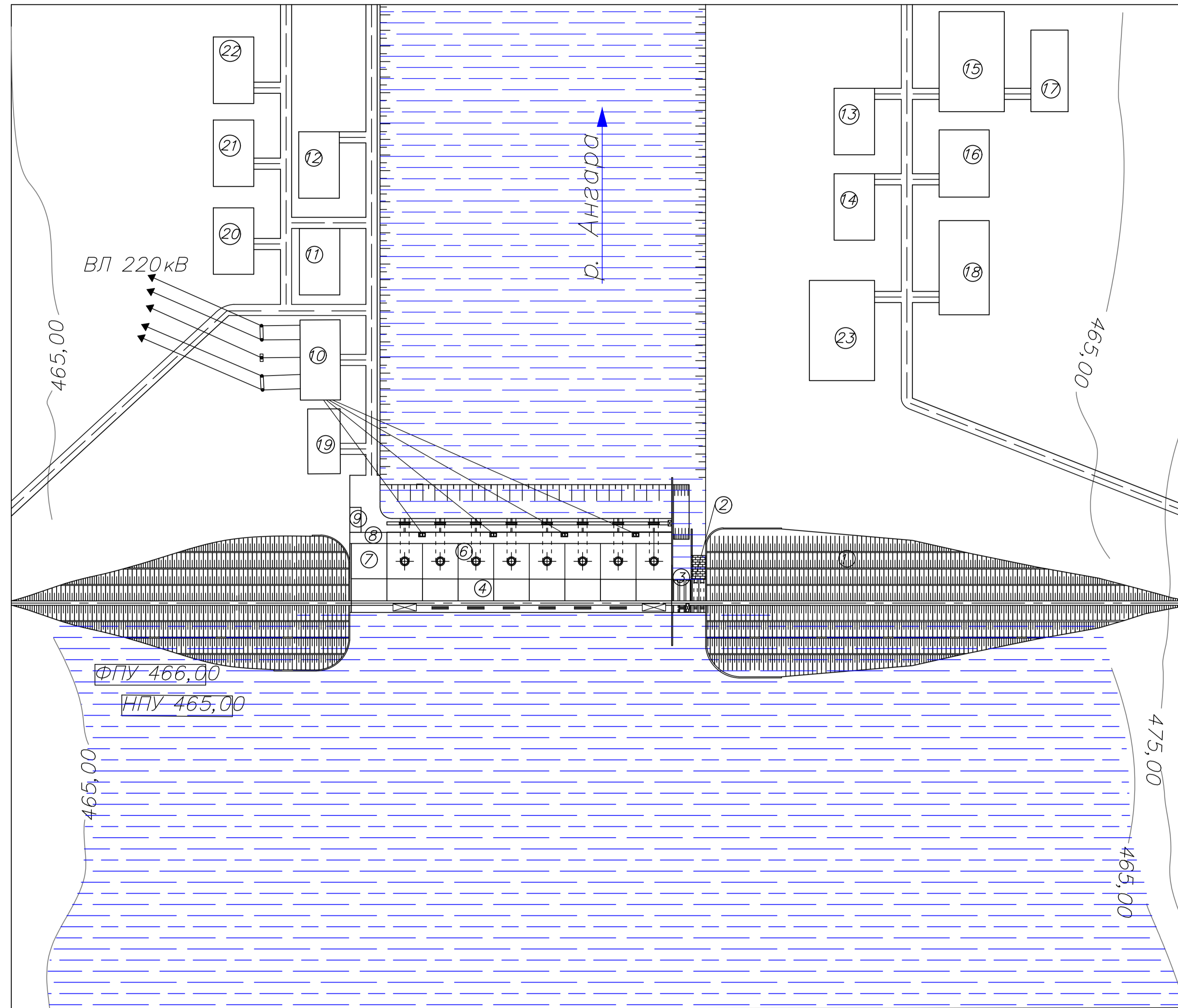
отм. НПУ	465
отм. ФПУ	466
отм. УМО	454
Уст. Мощность	2342 мВт
Кол-во агр.	8 шт
Длина напорного фронта	1900 м
Класс ГТС	I
Длина ЛБГП	779,9
Длина ПБГП	487,1
Длина БП	633
отм. ДНО	390
Высота ГТС	83,4

График интенсивности земляных работ (выемка)

График интенсивности бетонных работ



Строительный генеральный план М 1:200



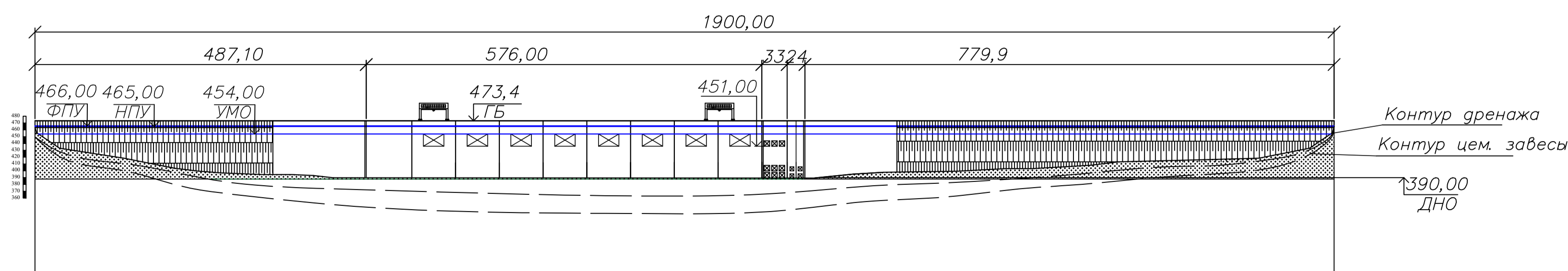
Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Правобережная грунтовая плотина
2	Донный водосброс
3	Бетонная водосливная плотина
4	Станционная часть бетонной плотины
5	Левобережная грунтовая плотина
6	Машинный зал
7	Монтажная площадка
8	Трансформаторная мастерская
9	Центральный пульт управления
10	Здание РУ 220 кВ
11	Административное здание
12	Производственное помещение
13	Складная база
14	Лаборатория
15	Бетонный завод
16	АЗС
17	Гравийно-сортировочное хоз-во.
18	База ГМО
19	Столовая
20	Производственные базы (ГЭМ, СГЭМ)
21	Ремонтно-механические мастерские
22	Гидромонтаж
23	Гидроспецстрой

Условные обозначения

- трансформатор
- гидроагрегат
- автодорога
- козловой кран

Вид с верхнего бьефа 1-1



1. Размеры и отметки чертежей даны в м.

				ВКР-08-03-01-1405667-ТХБ					
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Код. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование	Студия	Лист	Листов
						Нижне-Ангарской ГЭС на р.Ангара		10	10
Разраб.	Котенков					Строительный генеральный план	Кафедра ГМ и ГТС		
Провер.	Толошинова								
Т. контр.									
Н. контр.									
Утв.									

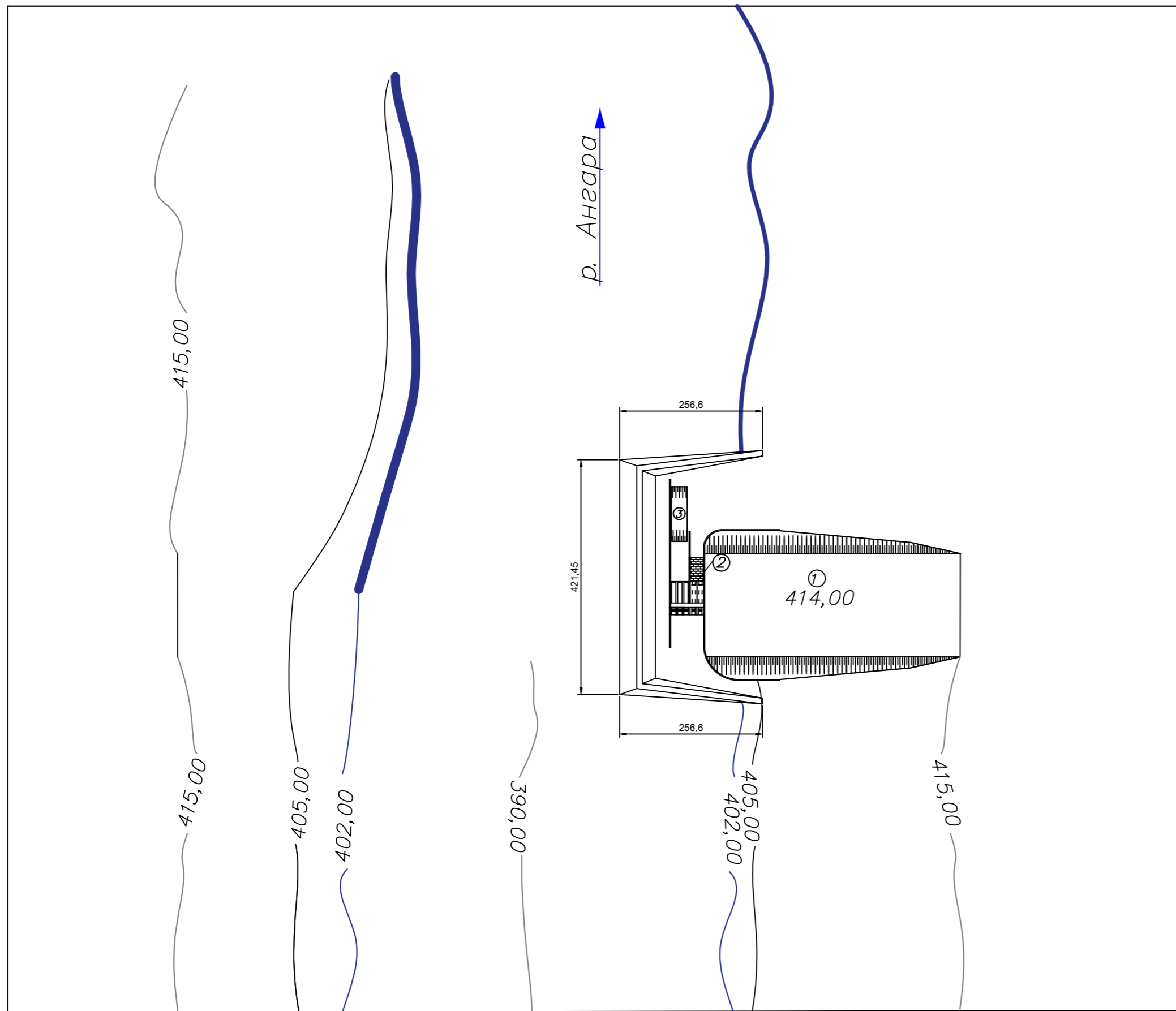
ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

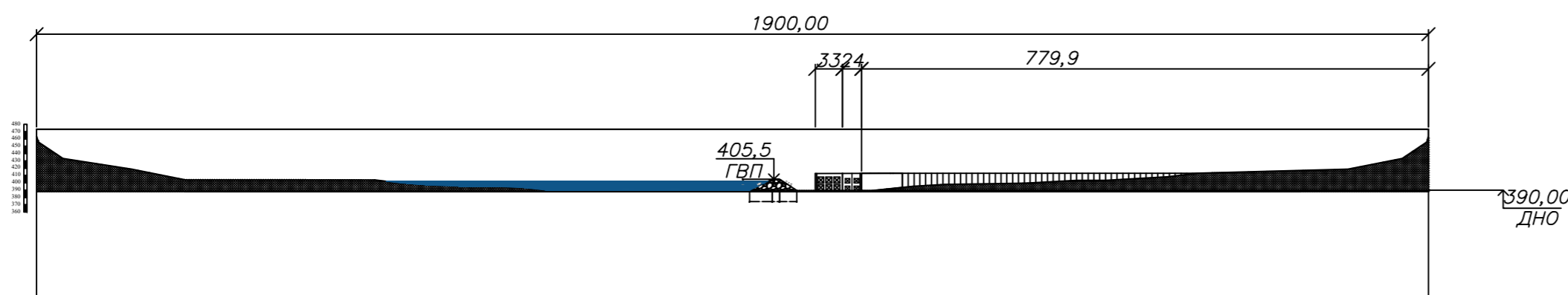
Этап 1
М 1:200

Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Правобережная грунтовая плотина
2	Донный водосброс
3	Яма размыва
4	Левобережная грунтовая плотина
5	
6	
7	
8	
9	
10	
11	



Разрез по оси сооружения
1-1



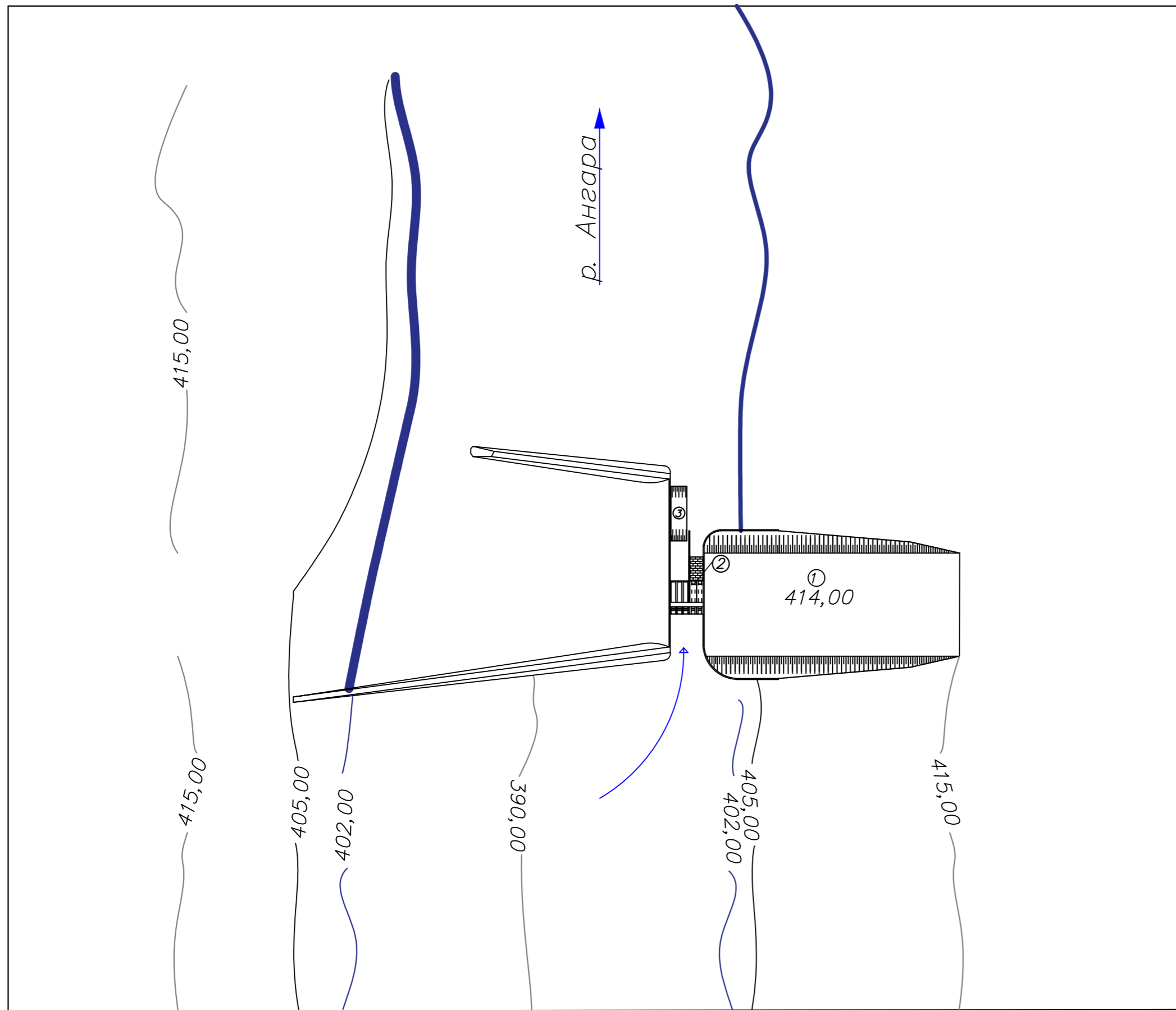
1. Размеры и отметки чертежей
даны в м.

				ВКР-08-03-01-1405667-ТХ1	
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета	
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработ.	Котенков				
Провер.	Толошинова				
Т. контр.					
И. контр.					
Утв.					
				Проектирование Нижне- Ангарской ГЭС на р.Ангара	
				Этап 1	Кафедра ГМ и ГТС
				5	10

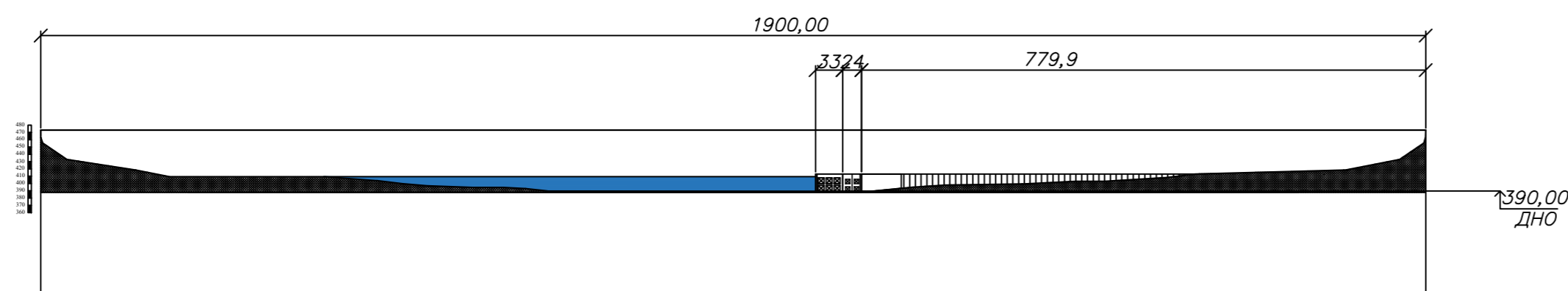
Этап 2 перекрытие русла М 1:200

Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Правобережная грунтовая плотина
2	Донный водосброс
3	Яма размыва
4	Левобережная грунтовая плотина
5	
6	
7	
8	
9	
10	
11	



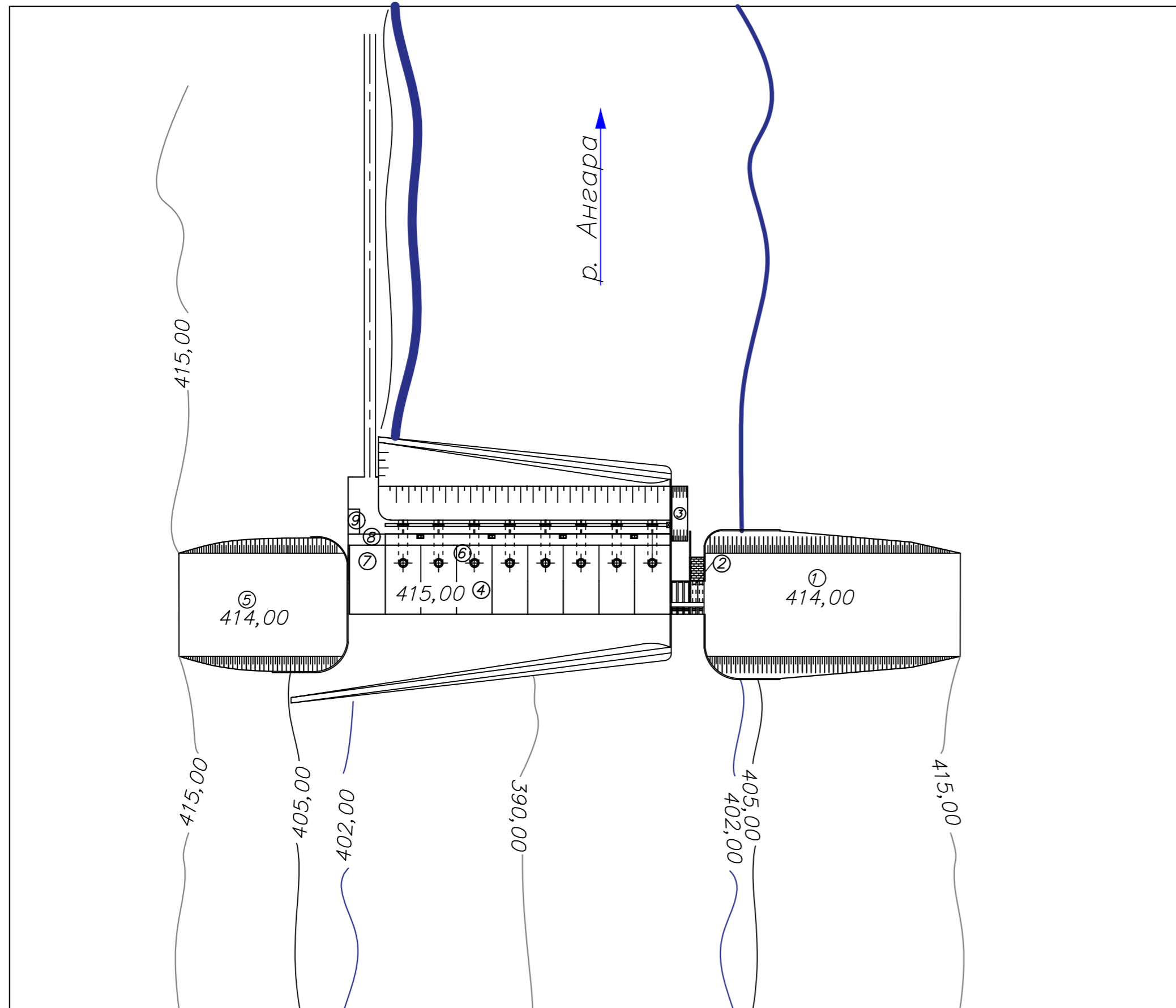
Разрез по оси сооружения
1-1



1. Размеры и отметки чертежей
даны в м.

Изм.	Кол. у.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
						ВКР-08-03-01-1405667-ТХ2			
Разраб.		Котенков				Проектирование Нижне-Ангарской ГЭС на р.Ангара	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Толошинова						6	10
Т. контр.									
И. контр.									
Утв.						Этап 2	Кафедра ГМ и ГТС		

Этап 3
М 1:200



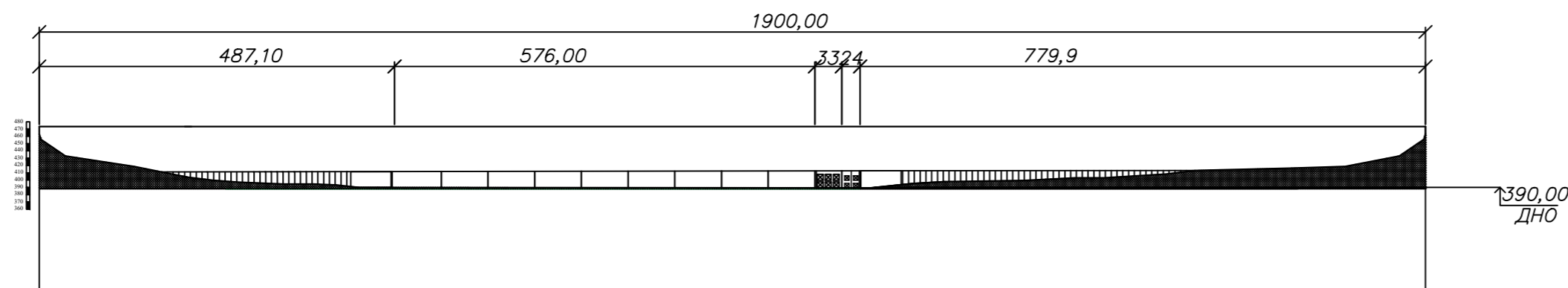
Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Правобережная грунтовая плотина
2	Донный водосброс
3	Бетонная водосливная плотина
4	Стационарная часть бетонной плотины
5	Левобережная грунтовая плотина
6	Машинный зал
7	Монтажная площадка
8	Трансформаторная мастерская
9	Центральный пульт управления
10	
11	

Условные обозначения

- трансформатор
- гидроагрегат
- автодорога

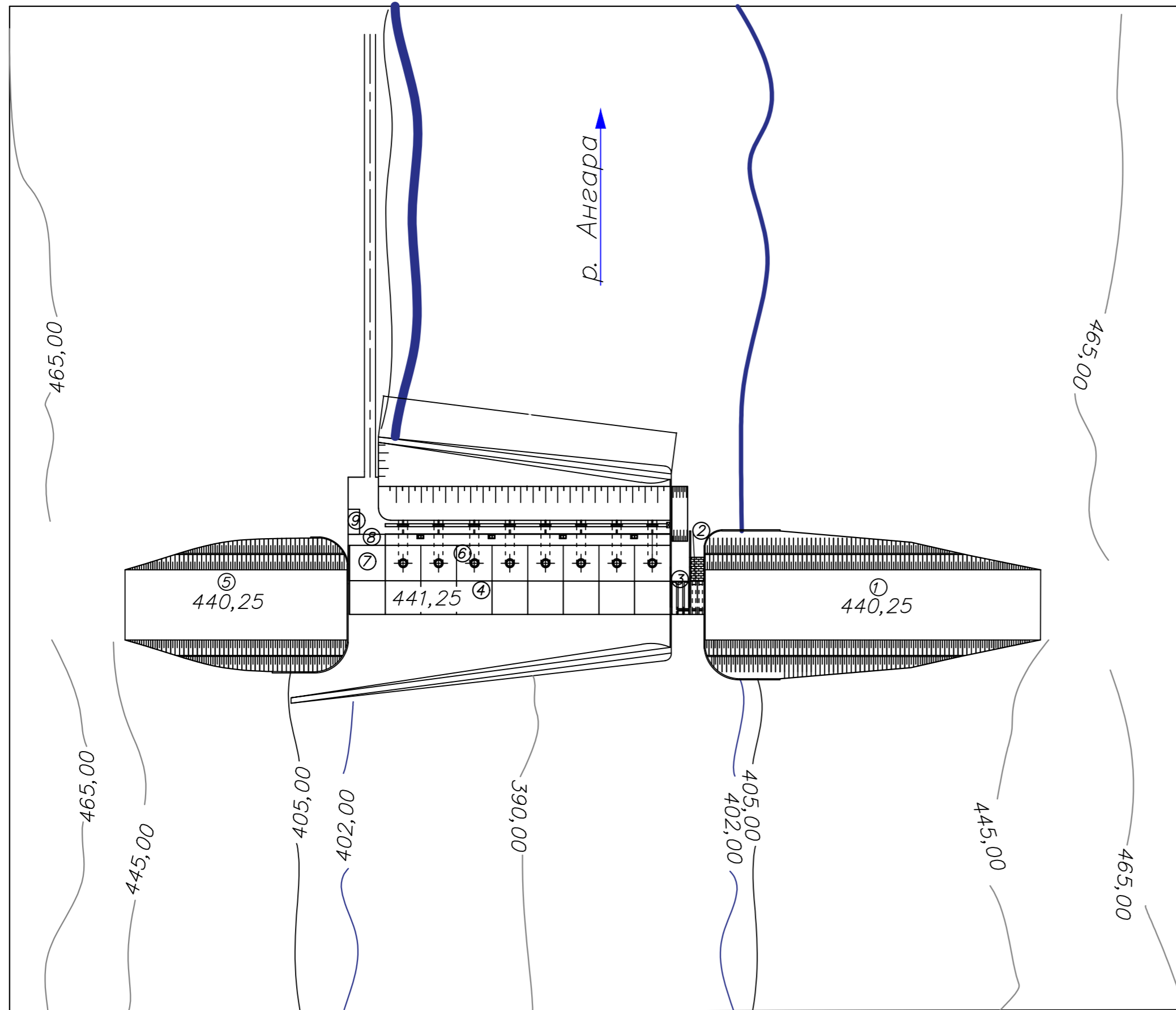
Разрез по оси сооружения
1-1



1. Размеры и отметки чертежей даны в м.

				ВКР-08-03-01-1405667-ТХЗ	
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета	
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Котенков				
Провер.	Толошинова				
Т. контр.					
И. контр.					
Утв.					
				Проектирование Нижне-Ангарской ГЭС на р. Ангара	Студия
				Этап 3	Лист 7
				Кафедра ГМ и ГТС	Листов 10

Этап 4
М 1:200



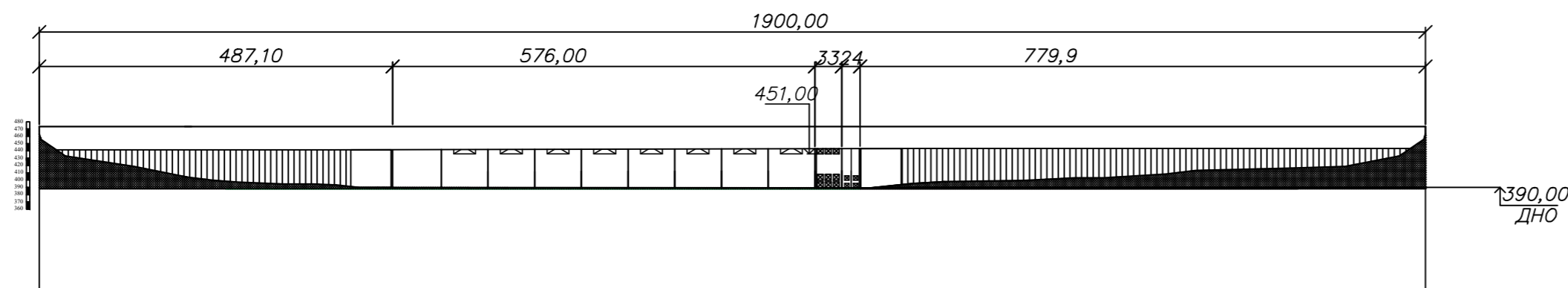
Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Правобережная грунтовая плотина
2	Донный водосброс
3	Бетонная водосливная плотина
4	Станционная часть бетонной плотины
5	Левобережная грунтовая плотина
6	Машинный зал
7	Монтажная площадка
8	Трансформаторная мастерская
9	Центральный пульт управления
10	Здание РУ 220 кВ
11	Административное здание

Условные обозначения

- трансформатор
- гидроагрегат
- автодорога

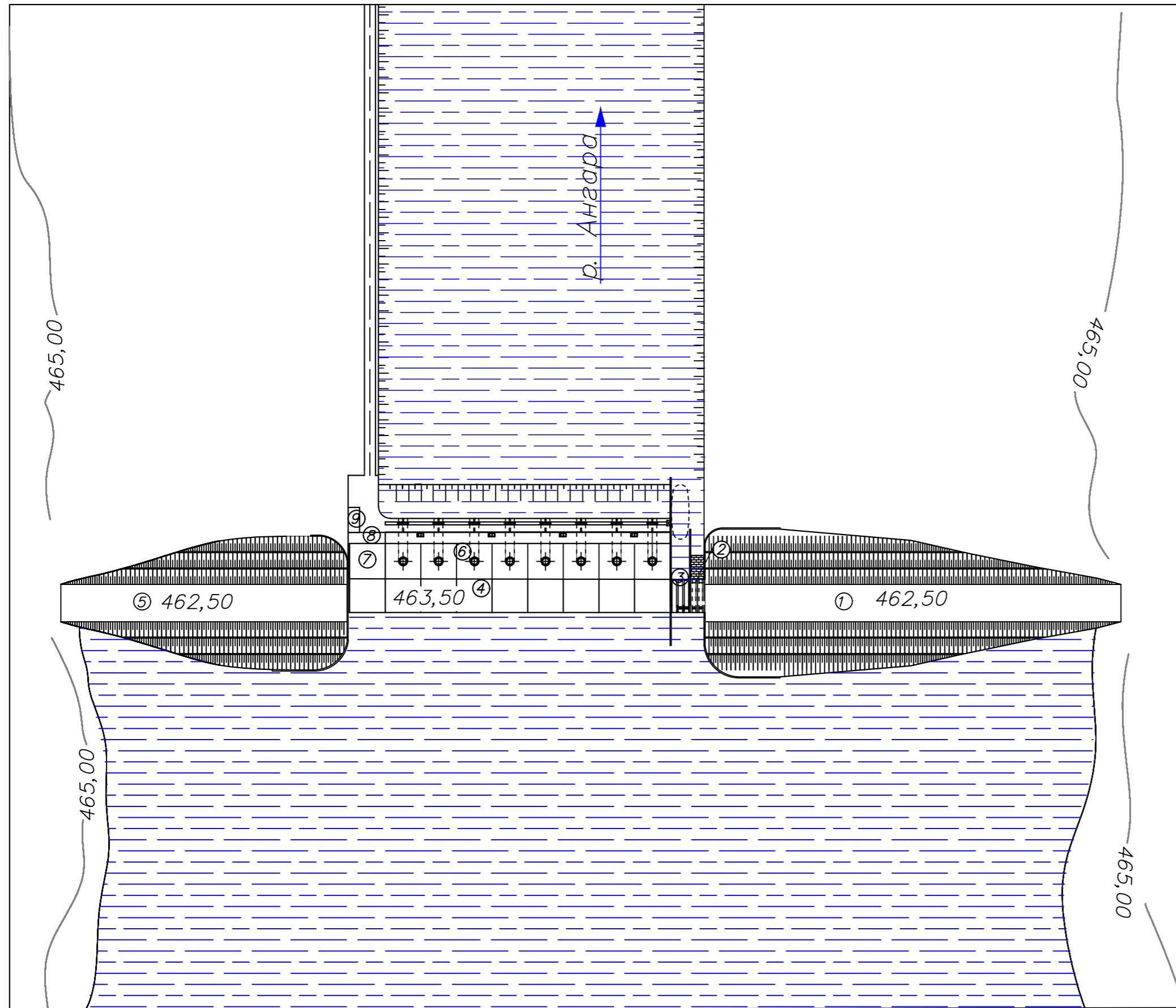
Разрез по оси сооружения
1-1



1. Размеры и отметки чертежей даны в м.

				ВКР-08-03-01-1405667-ТХ4	
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Котенков				
Провер.	Толошинова				
Т.контр.					
И.контр.					
Утв.					
				Проектирование Нижне-Ангарской ГЭС на р.Ангара	Стация
				Этап 4	Лист
				Кафедра ГМ и ГТС	Листов
				8	10

Этап 5
М 1:200



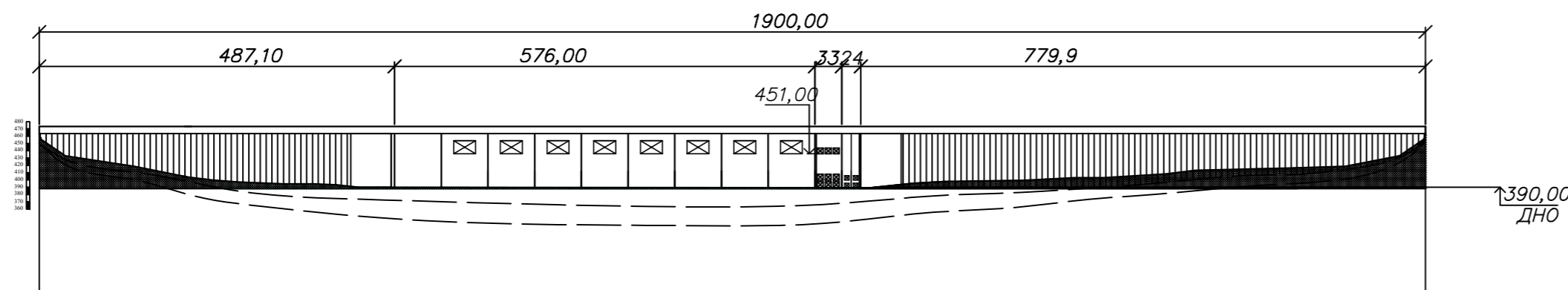
Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Правобережная грунтовая плотина
2	Донный водосброс
3	Бетонная водосливная плотина
4	Станционная часть бетонной плотины
5	Левобережная грунтовая плотина
6	Машинный зал
7	Монтажная площадка
8	Трансформаторная мастерская
9	Центральный пульт управления
10	
11	

Условные обозначения

- трансформатор
- гидроагрегат
- автодорога

Разрез по оси сооружения
1-1



1. Размеры и отметки чертежей даны в м.

				ВКР-08-03-01-1405667-ТХ5	
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Котенков				
Провер.	Толошинова				
Т.контр.					
И.контр.					
Утв.					
				Проектирование Нижне-Ангарской ГЭС на р.Ангара	Студия Лист Листов 9 10
				Этап 5	Кафедра ГМ и ГТС

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

ОТЗЫВ

руководителя Затеева В.Б. кандидат технических наук, доцент кафедры ГТС и
ГМ Саяно-Шушенского филиала Сибирского Федерального Университета о
бакалаврской работе «Проектирование Нижне-Ангарской ГЭС на реке Ангара.
Разрушение подходных выработок подземного комплекса. Способы
выполнения ремонтных работ»
Котенкова Сергея Николаевича

Бакалаврская работа «Проектирование Нижне-Ангарской ГЭС на реке Ангара. Разрушение подходных выработок подземного комплекса. Способы выполнения ремонтных работ» выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Представлена на _____ листах пояснительной записки, 10 чертежах и 1 плакате. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

В работе произведен водно-энергетический расчёт, разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное гидросиловое оборудование, мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и охране природы, а также выполнены технико-экономические расчеты. Все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, а также стандартам «РусГидро».

В рамках специального вопроса рассмотрены способы выполнения ремонтных работ подходных выработок подземного комплекса.

Так же следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части.

В процессе работы над дипломным проектом Сергей Котенков показал хорошие теоретические знания, самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Нижне-Ангарской ГЭС на реке Ангара. Разрушение подходных выработок подземного комплекса. Способы выполнения ремонтных работ» заслуживает положительной оценки, а автор работы присвоения квалификации «бакалавр» по направлению 08.03.01 «Строительство». Профиль «Гидротехническое строительство».

Дата: _____

_____ (подпись)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал
институт

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Андрияс
подпись инициалы, фамилия


« 02 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство
код - наименование направления

Проектирование Нижне-Ангарского гидроузла на реке Ангара. Разрушение
подходных выработок подземного комплекса. Способы выполнения
ремонтных работ.

тема

Руководитель 
подпись, дата

доцент, к. т. н.
должность, ученая степень

В.Б. Затеев
инициалы, фамилия

Выпускник 
подпись, дата

С.Н. Котенков
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование
Нижне-Ангарского гидроузла на реке Ангара. Разрушение подходных
выработок подземного комплекса. Способы выполнения ремонтных работ».

Консультанты по разделам:

Консультант-руководитель

В.Б. Загзев
02.07.20
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

А.А. Кузнецов
03.07.2020
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

А.В. Маслякина
02.07.20
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Н.П. Ульянова
01.07.20
подпись, дата инициалы, фамилия

Организация и производство
гидротехнических работ

Г.В. Головицкий
03.07.20
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

В.Б. Загзев
02.07.20
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

К.В. Кузнецов
02.07.20
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.В. Лавров
02.07.20
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

А.А. Забавина
02.07.20
подпись, дата инициалы, фамилия