

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
В.Б. Затеев
подпись

«__» _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАЛМЫЖСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВЯТКА.
АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ДИАГНОСТИЧЕСКОГО
КОНТРОЛЯ НА ПРИМЕРЕ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС

Руководитель

Сусла 08.06.18
подпись, дата

Инженер СМГТС
Филиала ПАО «РусГидро»
«Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожного»
должность

Т.С. Сусла
инициалы, фамилия

Выпускник

Трегубова 08.06.18
подпись, дата

Ю.С. Трегубова
инициалы, фамилия

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

ОТЗЫВ

руководителя Т.С. Сусла, инженера 2 категории Службы мониторинга ГТС
Филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»
на бакалаврскую работу Ю.С. Трегубова «Автоматизированная система
диагностического контроля гидротехнических сооружений (АСДК ГТС) на
примере проектируемой ГЭС»

Бакалаврская работа, разработанная Ю.С. Трегубовой, выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Работа представлена на 147 листах пояснительной записки (с приложениями) и 7 листах чертежей. В выпускной работе достаточно подробно разработаны и рассчитаны гидротехнические сооружения, основное и вспомогательное гидротурбинное оборудование с учетом сооружений-аналогов. Разработаны схемы пропуска строительных расходов и производства строительных работ, выполнены водно-энергетические и технико-экономические расчеты.

В объеме индивидуального задания была рассмотрена Автоматизированная система диагностического контроля гидротехнических сооружений (АСДК ГТС) на примере проектируемой ГЭС. В результате была скомпонована современная автоматизированная система и детально рассмотрены ее составляющие.

Замечаниями данной работы является отсутствие судопропускного сооружения для судоходной реки Вятка.

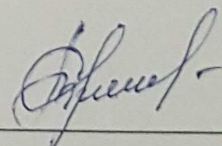
Следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки.

В процессе работы над выпускной работой Ю.С. Трегубова показала себя трудолюбивым человеком, проявил творческий подход к выполнению проекта и самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа заслуживает положительной оценки, а Ю.С. Трегубова присвоения квалификации бакалавр техники и технологии.

Дата 06.06.2018

Подпись _____



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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ В.Б. Затеев

« ____ » _____ 2018 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме дипломного проекта**

Студенту Трегубовой Юлии Сергеевне.

Группа ЗСБ13-01. Направление (специальность) 08.03.01 Строительство.

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Малмыжской ГЭС на реке Вятка. Автоматизированная система диагностического контроля на примере проектируемой ГЭС.

Утверждена приказом по университету № 58/18-С от 28.03.2018.

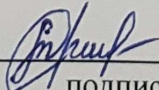
Руководитель ВКР Т.С. Сусла, Инженер Службы мониторинга гидротехнических сооружений Филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного».

Исходные данные для ВКР: Топографическая основа в створе гидроузла; среднемесячные расходы реки Вятка за период с 1934 по 2013 г; зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе $K=0.88$; кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем $V = f(Z_{вб})$; кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе $Q=f(Z_{нб})$; коэффициент мощности $kN = 8,6$; потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 1$ м; отметка НПУ 53 м; отметка ДНО 10 м; резервы: нагрузочный резерв системы 2,0%, аварийный резерв системы 7%.

Перечень разделов ВКР: анализ исходных данных, водно-энергетические расчеты, основное и вспомогательное оборудование, состав и компоновка сооружений гидроузла, организация строительства, охрана труда, объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации, автоматизированная система диагностического контроля гидротехнических сооружений (АСДК ГТС) на примере проектируемой ГЭС.

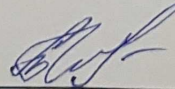
Перечень графического материала: Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Ведомость проекта; Поперечный разрез по стационарной части плотины. Основные данные гидросилового оборудования; Поперечный разрез по водосливной части плотины; Поперечный разрез по каменно-земляной плотине; Строительный генеральный план. Экспликация зданий и сооружений; Этапы возведения сооружений; Календарный график строительных работ.

Руководитель ВКР


подпись

Т.С. Сусла

Задание принял к исполнению


подпись

Ю.С. Трегубова

«08» 06 2018 г.

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Малмыжской ГЭС на реке Вятка. Автоматизированная система диагностического контроля на примере проектируемой ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Общая часть

Душич 08.06.18
подпись, дата

Ф. С. Сусин
инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

Зайт 13.06.18
подпись, дата

Е. Ю. Замеева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Алиев 10.06.18
подпись, дата

А. В. Масленникова
инициалы, фамилия

Организация и производство
гидротехнических работ

Зайт 13.06.18
подпись, дата

В. Б. Захаров
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

Григорьев 09.06.18
подпись, дата

Н. П. Усманова
инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды

Вукач 08.06.18
подпись, дата

В. А. Кадришев
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Крыж 08.06.18
подпись, дата

В. В. Лапасова
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Ильин 16.06.18
подпись, дата

А. А. Чабанова
инициалы, фамилия

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	6
1 Анализ исходных данных	9
1.1 Местоположение гидроузла и природные условия	9
1.2 Гидрологические данные	11
1.3 Энерго-экономическая характеристика района.....	14
2 Водно-энергетические расчеты.....	16
2.1 Гидрологические расчеты.....	16
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	16
2.2.1 Выбор расчётного средневодного года	19
2.2.2 Выбор расчётного маловодного года	20
2.3 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	21
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	22
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требования водохозяйственной системы	24
2.6 Водно-энергетический расчёт в маловодном году.....	27
2.7 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС.....	30
3 Основное и вспомогательного оборудования	33
3.1 Построение режимного поля	33
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	35
3.3 Определение установки отметки рабочего колеса гидротурбины	38
3.4 Определение геометрических размеров проточной части.....	41
3.5 Выбор гидрогенератора. Определение параметров и размеров гидрогенератора.....	41
3.6 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки.....	42
3.7 Выбор кранов	42
4 Состав и компоновка сооружений гидроузла.....	43
4.1 Определение максимального расчетного расхода	43
4.2 Состав и компоновка сооружения гидроузла. Основные решения.....	47
4.3 Определение класса гидротехнических сооружений	47
4.4 Проектирование сооружений напорного фронта	48
4.5 Гидравлические расчеты.....	48
4.5.1 Определение ширины водосливного фронта	48
4.5.2 Определение отметки гребня водослива	50
4.5.3 Проверка на пропуск расхода при поверочном расчетном случае	52
4.6 Определение отметки гребня плотины.....	53
4.4.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины	53
4.4.2 Определение отметки гребня бетонной плотины	56
4.7 Определение формы водосливной поверхности.....	56
4.8 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	57
4.9 Конструирование плотины.....	60
4.9.1 Определение ширины подошвы плотины	60
4.9.2 Разрезка бетонных плотин швами	62

4.9.3	Быки	62
4.9.4	Устои	63
4.9.5	Галереи в теле плотины	63
4.10	Назначение размеров основных элементов плотины	63
4.10.1	Понур	63
4.10.2	Шпунтовые стенки	64
4.10.3	Дренажные устройства	64
4.11	Конструктивные элементы нижнего бьефа	65
4.11.1	Водобой	65
4.11.2	Рисберма	65
4.11.3	Ковш	65
4.12	Фильтрационный расчет	66
4.13	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	67
4.13.1	Определение основных нагрузок на плотину	67
4.13.2	Оценка прочности плотины	75
4.13.2	Критерии прочности плотины	78
4.13.3	Обоснование устойчивости плотины	81
4.14	Проектирование земляной плотины	83
4.15	Расчет длины здания ГЭС	83
4.16	Расчет сработки полезного объема водохранилища на случай аварии в здании ГЭС	84
5	Организация строительства	85
5.1	Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах	85
5.2	Организация и технология работ по возведению перемычек	89
5.2.1	Выбор типа и конструкции перемычек	89
5.2.2	Осушение котлована 1-й очереди	90
5.3	Объем работ	90
5.3.1	Объем земляных работ	90
5.3.2	Объем бетонных работ	91
5.4	Определение способов производства основных видов работ	92
5.5	Технология уплотнения грунтовой гравийно-песчаной плотины с противофильтрационным устройством в виде центрального ядра из суглинка	93
5.6	Определение способов производства основных видов работ	96
5.6.1	Выбор транспортной схемы бетонных работ	96
5.6.2	Выбор транспортной схемы земляных работ	96
5.7	Строительный генеральный план гидроузла	97
5.8	Календарное планирование	97
5.9	Продолжительность и время выполнения работ	98
6	Охрана труда	99
6.1	Противопожарная безопасность	101
6.1.1	Пожаротушение гидрогенераторов	103
6.1.1	Пожаротушение силовых трансформаторов	103
6.1.3	Пожаротушение кабельных сооружений	104
6.1.4	Пожаротушение стационарного маслохозяйства	104

6.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	104
6.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	106
6.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	107
6.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	108
7	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	110
7.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии.....	110
7.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	110
	7.2.1 Налоговые расходы	113
	7.2.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	113
7.3	Оценка инвестиционного проекта.....	114
	7.3.1 Методология.....	114
	7.3.2 Коммерческая эффективность.....	115
	7.3.3 Бюджетная эффективность.....	115
7.4	Анализ чувствительности.....	115
8	Автоматизированная система диагностического контроля гидротехнических сооружений (АСДК ГТС) на примере проектируемой ГЭС	118
8.1	Требования к АСО КИА	119
8.2	Натурные наблюдения за состоянием ГТС	121
8.3	Перечень автоматизированных датчиков и приборов	122
8.4	Общая концепция и архитектура построения АСДК ГТС.....	122
	8.4.1 Функции АСДК.....	122
	8.4.2 Состав АСО КИА	123
8.5	Принцип действия АСО КИА	126
8.6	Критерии и пределы безопасного состояния работы АСДК ГТС.....	127
8.7	Результат внедрения АСДК ГТС.....	128
8.8	Схема установки автоматизированных инклинометров	128
	Заключение	133
	Список использованных источников.....	135
	Приложение А Суточный график нагрузки и ИКН по лету	137
	Приложение Б Суточный график нагрузки и ИКН по зиме	138
	Приложение В Главная универсальная характеристика РО45/820-800	139
	Приложение Г Проточная часть турбины РО45/820-800.....	140
	Приложение Д Фильтрационный расчет для основного случая.....	141
	Приложение Е Фильтрационный расчет для поверочного случая	142
	Приложение Ж Схема к расчету прочности и устойчивости плотины для основного случая	143
	Приложение И Схема к расчету прочности и устойчивости плотины для поверочного случая.....	144
	Приложение К Напряжения в краевых сечениях для основного случая	145
	Приложение Л Напряжения в краевых сечениях для поверочного случая.....	146
	Приложение М Сводный календарный план строительства	147

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика – одна из важнейших отраслей промышленности в нашей стране. Потенциал водных ресурсов использован всего лишь на 19%, в то время как в ряде других развитых стран этот показатель превосходит 80%.

Гидроэнергетические ресурсы — возобновляемый источник энергии, связанный с круговоротом воды в природе. Более 70% поверхности земли покрыто водами. Сила тяжести способствует перераспределению жидкой влаги с более высоких участков земной поверхности на более низкие. Под воздействием лучей солнца вода рек, озер, морей и океанов испаряется, после чего конденсируется в атмосфере, образуя облака, и благодаря силе тяжести возвращается на землю в виде осадков.

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия турбин гидростанций достигает 95%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

Себестоимость электроэнергии, произведенной на ГЭС, не зависит от колебаний цен на традиционное топливо: уголь, газ, мазут, уран. В себестоимости производства электроэнергии на гидростанциях отсутствует топливная составляющая, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

Гидростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Гидростанции способны при необходимости увеличивать выработку и выдаваемую мощность в течение нескольких минут, тогда как тепловым станциям для этого требуется несколько часов, а атомным – сутки. Это позволяет ГЭС покрывать пиковые нагрузки и поддерживать частоту тока в энергосистеме. Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции, с применением и закреплением теоретических знаний.

Сокращенный паспорт ГЭС

1.	Наименование реки	<u>Вятка.</u>
2.	Местонахождение ГЭС	<u>Кировская область.</u>
3.	Тип проектируемой установки	<u>ГЭС.</u>
4.	Характерные расходы воды:	
а)	среднегодовой	<u>1036 м³/с;</u>
б)	через 1 агрегат	<u>475 м³/с;</u>
в)	максимальный расход с обеспеченностью 0,01% ($Q_{0.01\%}$)	<u>5471 м³/с;</u>
г)	максимальный расход с обеспеченностью 0,1% ($Q_{0.1\%}$)	<u>4595 м³/с;</u>
д)	расход с обеспеченностью 5% ($Q_{5\%}$)	<u>3228 м³/с;</u>
е)	минимальный	<u>350 м³/с.</u>
5.	Параметры водохранилища:	
а)	характер регулирования стока	<u>годовой,</u>
б)	отметки:	
	ФПУ	<u>54 м,</u>
	НПУ	<u>53 м,</u>
	УМО	<u>47,5 м,</u>
	при $Q_{0.01\%}$	<u>16,1 м;</u>
	при $Q_{0.1\%}$	<u>16,0 м;</u>
	при $Q_{10\%}$	<u>15,6 м;</u>
	дна	<u>10 м;</u>
	заиления	<u>3,0 м.</u>
в)	объемы:	
	полный	<u>26,6 км³,</u>
	полезный	<u>5,5 км³.</u>
6.	Напоры ГЭС:	
а)	максимальный	<u>41 м,</u>
б)	расчетный	<u>35,2 м,</u>
г)	минимальный	<u>32,2 м.</u>
7.	Энергетические характеристики:	
а)	мощность:	
	установленная	<u>617 МВт,</u>
	гарантированная	<u>438 МВт,</u>
б)	среднегодовая выработка энергии	<u>2,8 млрд.кВт·ч.</u>
8.	Плотины:	
а)	русловая <u>гравитационная</u> материал	<u>бетон,</u>
б)	правобережная материал	<u>бетон,</u>
в)	левобережная <u>грунтовая</u> материал	<u>гравийно-песчаный грунт,</u>
г)	общая длина	<u>594,4 м,</u>
д)	максимальная высота	<u>54,6 м.</u>
9.	Водобросные сооружения:	
а)	тип <u>поверхностный водослив,</u>	
б)	число и размер пролетов	<u>10 (14 м×9 м),</u>
в)	общая длина	<u>190 м.</u>
10.	Здание ГЭС:	
а)	тип здания <u>приплотинное</u> число агрегатов	<u>4,</u>
б)	грунты в основании	<u>гравийно-песчаный грунт,</u>

в) тип отсасывающей трубы		<u>изогнутая;</u>
г) расстояние между осями агрегатов		<u>24 м;</u>
е) размеры:		
общая длина		<u>134 м;</u>
ширина		<u>28 м.</u>
11. Основное оборудование:		
а) тип турбины		<u>PO45;</u>
диаметр		<u>8 м;</u>
б) тип генератора		<u>СВ-1490/70-96;</u>
мощность		<u>182 МВт;</u>
в) частота вращения		<u>62,5 об/мин.</u>
12. Технико-экономические показатели:		
а) сметная стоимость ГУ		<u>1,8 млрд.руб;</u>
б) удельные показатели		<u>2938,088 руб/кВт;</u>
в) себестоимость энергии		<u>0,09 руб/кВт·ч;</u>
г) показатели эффективности		
	NPV	<u>22,9 млрд. руб;</u>
	CO	<u>5 лет 2 мес.</u>

1 Анализ исходных данных

1.1 Местоположение гидроузла и природные условия

Вятка – река в Европейской части России, самый крупный правый приток реки Камы (бассейн Волги). Длина реки – 1314 км, площадь ее водосборного бассейна – 129 км², уклон реки – 0,14 м/км. Исток реки начинается на Верхнекамской возвышенности на севере Удмуртии и впадает в Каму в 17 км ниже города Мамадыш (рисунок 1.1). Высота истока – 240 м над уровнем моря. Высота устья – 53,1 м над уровнем моря.



Рисунок 1.1 – Бассейн реки Вятка

Площадка на которой будет возводиться сооружение расположена: в 20 км от города Малмыж Кировской области; 2,0 км от села Гоньба по правому берегу; 4 км от деревни Никольское по левому берегу. В селе Гоньба расположена переправа в виде моста соединяя между собой правый и левый берега реки Вятка в нижнем бьефе проектируемого гидроузла что обеспечивает

высокую интенсивность выполнения работ как с правого, так и с левого берега (рисунок 1.2).



Рисунок 1.2 – Створ проектируемого гидроузла

Ближайшие к створу проектируемого гидроузла населенные пункты:

- Село Гоньба – расположено по правому берегу 2 км от створа проектируемого гидроузла. Численность населения – 493 чел.
- Деревня Никольское – расположена по левому берегу 3 км от створа проектируемого гидроузла. Численность населения – 55 чел.
- Деревня Актюба – расположена по левому берегу 5 км от створа проектируемого гидроузла. Численность населения – 57 чел.
- Починок Кулапинский - расположена по правому берегу 8 км от створа проектируемого гидроузла. Численность населения – 326 чел.
- Село Савали - расположено по правому берегу 12 км от створа проектируемого гидроузла. Численность населения – 1154 чел.
- Село Калинино - расположено по правому берегу 17 км от створа проектируемого гидроузла. Численность населения – 2560 чел.
- Город Малмыж - расположен по правому берегу 20 км от створа проектируемого гидроузла. Численность населения – 7531 чел.

Вышеуказанные населенные пункты соединены между собой магистралью 33К-001.

Климат на территории строительства умеренно континентальный, зимы довольно холодные и немного длиннее календарных значений. Средние показатели в январе -14° – -15° градусов. Возможны и резкие понижения до -30° и ниже, так же не исключены и непродолжительные оттепели, связанные с проникновением теплых воздушных масс со стороны Атлантики. Снежный покров уверенно формируется в первых числах декабря, в отдельные годы в середине ноября.

Весна, как правило, протекает на фоне неустойчивой и в большей степени пасмурной и ветряной погоды. Окончательный сход снега отмечается в первой половине апреля. Пик паводков на реках региона приходится на середину мая месяца.

Лето в районе намного теплее, чем в северной части области. Средние температуры в июле +18÷19 градусов, да и количество осадков в летний период отличается от северных районов. В середине июля и в августе месяце возможны продолжительные периоды с жаркой и засушливой погодой, столбики термометров в этот период могут переваливать за отметку +30.

Осень может дарить прекрасную пору бабьего лета, которая способна держаться вплоть до конца сентября, в дальнейшем территория района, попадает в зону затяжных дождей. Среднегодовое количество осадков составляет 450–470 мм.

1.2 Гидрологические данные

Питание главным образом снеговое. Средний годовой расход воды 890 м³/сек. Река замерзает в первой половине ноября, вскрывается во второй половине апреля. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе 0,88. Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1– Требования участников ВХК и потери воды

Расход, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	900	900	700	700	700	700	700	700	700	700	900	900
Фильтрация	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Испарение	0	0	0	1	2	3	6	3	1	0	0	0
Льдообразование	-6	-7	0	3	5	4	4	0	0	0	0	-2

Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h=1$ м.

НПУ Малмыжской ГЭС 53 м.

Расчетный гидрологический ряд наблюдений среднемесячных расходов воды реки Вятка в створе Малмыжской ГЭС представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Среднемесячные расходы воды р. Вятка за период 1934 - 2013гг.
м³/с

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1934	1046	982	882	1186	1386	1880	1658	1301	1080	832	1070	868
1935	943	856	796	1191	1152	1411	1292	1075	1104	792	965	783
1936	1031	968	869	1249	1332	1460	1352	1320	1198	961	1054	855
1937	733	689	619	1244	1172	1651	1007	684	647	534	750	609
1938	754	709	636	1233	954	1588	858	790	792	569	777	626
1939	820	744	692	1254	1031	1401	985	884	870	707	839	681
1940	988	928	833	1298	1011	1248	1402	1531	1019	596	850	820
1941	957	899	807	1346	1148	1621	1150	1360	950	845	979	794
1942	866	814	731	1377	1315	1373	1065	1016	969	709	886	719
1943	822	745	693	1517	1451	1579	1028	914	883	645	841	682
1944	809	759	682	1075	1761	2471	1091	874	796	609	812	671

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1945	837	786	706	1014	1005	1219	1054	993	914	700	857	695
1946	851	799	718	980	1849	1256	1222	956	746	725	870	706
1947	945	857	797	1970	1122	1954	1393	1113	985	773	967	785
1948	809	759	682	1067	1083	1637	950	973	821	624	827	671
1949	859	807	724	1088	1021	1967	1319	978	803	589	878	713
1950	855	803	721	1272	1837	1951	1431	905	752	579	874	709
1951	807	731	680	1163	1268	1607	1093	845	755	663	825	669
1952	839	788	708	1211	1017	1859	1107	898	831	739	859	697
1953	947	890	799	1801	1014	1966	1352	1265	886	782	969	786
1954	832	781	702	2025	1600	1503	1085	966	934	740	851	690
1955	851	771	718	1345	1090	1025	1057	1045	854	700	870	706
1956	849	797	716	1727	1199	1571	1112	986	937	616	869	705
1957	820	771	692	1017	1789	1346	971	877	893	705	839	681
1958	853	801	720	845	1068	1874	1050	933	988	694	874	708
1959	897	824	760	2009	1299	2053	1156	940	800	763	731	806
1960	1032	931	826	2010	1557	2069	1328	1210	1025	900	700	828
1961	927	882	902	1477	1086	1370	1038	895	1066	794	1058	849
1962	845	763	706	1347	1941	1171	1147	1114	953	715	992	675
1963	902	771	689	1008	1254	1934	1005	969	629	691	871	795
1964	1056	970	901	1468	1830	2339	1733	1327	1061	818	1080	885
1965	965	818	757	3495	1416	1550	1332	1279	1021	987	1313	870
1966	980	1009	945	2674	1341	1796	1477	1166	1156	832	1432	880
1967	742	661	602	1918	1132	1353	1409	1033	837	617	973	657
1968	1032	898	896	1542	1907	1465	1178	893	957	756	991	942
1969	1002	882	805	1320	1405	2518	1470	1306	1011	756	1130	762
1970	788	745	679	2025	1901	1553	1331	1070	790	663	864	735
1971	703	684	673	1527	835	1176	831	696	693	548	629	644
1972	874	694	644	2752	1953	1466	1244	1110	1002	756	762	770
1973	905	790	719	1374	972	866	774	815	735	621	1236	852
1974	918	800	710	3162	1829	1538	1382	1133	735	875	972	725
1975	886	841	739	1681	1122	1090	1121	1030	914	720	767	872
1976	851	818	725	1928	1780	1519	1253	949	928	830	925	930
1977	1006	977	877	1199	1006	1263	1207	1008	1062	736	947	823
1978	932	839	753	1142	1192	1703	1041	808	957	737	795	790
1979	890	854	770	1265	1390	1558	1013	959	922	646	860	684
1980	1158	1048	894	2467	1296	1870	1761	1065	1027	892	942	1021
1981	887	737	686	963	1102	1384	1050	998	763	562	606	739
1982	794	672	643	1219	1182	1686	1410	1083	962	676	634	654
1983	839	751	662	1285	1118	1679	1193	962	934	869	908	623
1984	793	717	585	1199	1007	1479	1058	861	977	749	908	652

Окончание таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1985	907	811	714	1262	1619	1781	1029	863	820	730	930	740
1986	740	720	678	1448	988	1811	1134	928	708	544	599	763
1987	941	833	819	1492	1987	2070	1247	834	850	608	582	869
1988	1001	981	879	2957	1314	1616	1276	1009	973	690	650	806
1989	993	936	951	2120	1283	1777	1229	983	960	744	826	854
1990	1000	998	952	1532	1265	1387	1167	875	693	603	845	997
1991	1031	861	735	1414	1863	1552	1160	881	780	595	769	729
1992	845	922	1101	2275	1091	1303	1229	779	872	565	705	886
1993	930	923	925	1675	1279	1308	1072	839	969	695	227	868
1994	969	700	1055	2734	1423	2459	1393	1287	805	586	703	924
1995	832	915	983	2934	1311	1291	1212	1109	899	627	708	1002
1996	817	733	704	2104	1117	922	837	865	787	548	432	823
1997	945	839	425	2511	1335	1968	1102	810	773	606	994	778
1998	1012	947	992	2380	1199	1892	1172	1093	809	695	804	797
1999	994	1008	1002	2931	1186	1162	1171	1072	836	633	1230	748
2000	735	755	857	1636	992	1569	1358	922	786	530	583	611
2001	460	724	1186	3145	1234	2499	1262	1009	842	622	1017	740
2002	723	999	778	2334	1984	1463	805	672	684	606	991	809
2003	1027	791	1326	1747	1212	1899	1139	842	840	632	987	960
2004	780	328	579	2214	1005	1167	993	868	618	473	788	830
2005	800	538	272	1622	1594	1626	1030	849	733	555	498	906
2006	465	753	519	1214	1138	1561	1052	929	497	272	951	262
2007	901	992	867	1865	1318	1291	1347	507	581	492	665	482
2008	643	1094	984	3573	1467	1630	1621	1207	714	473	707	918
2009	893	760	877	3508	935	900	704	787	738	487	602	567
2010	868	831	835	1197	1103	1555	1004	939	785	584	885	835
2011	867	831	837	1124	1104	1553	1002	937	782	581	884	837
2012	867	831	838	1051	1105	1552	999	936	779	579	884	838
2013	866	831	840	978	1107	1551	996	934	777	576	883	839

Координаты кривых расходов Малмыжского водохранилища представлены в таблице 1.3. Кривая зависимости расходов от уровней воды р. Вятка в створе Малмыжской ГЭС показана на рисунке 1.3.

Таблица 1.3 – Координаты кривых расходов Малмыжского водохранилища

Z _{НБ} , м	10,0	11,7	13,0	14,0	14,7	15,3	15,6	15,9	16,0
Q _Л , м ³ /с	0	600	1200	1800	2400	3000	3600	4200	4800
Q _з , м ³ /с	0	528	1056	1584	2112	2640	3168	3696	4224

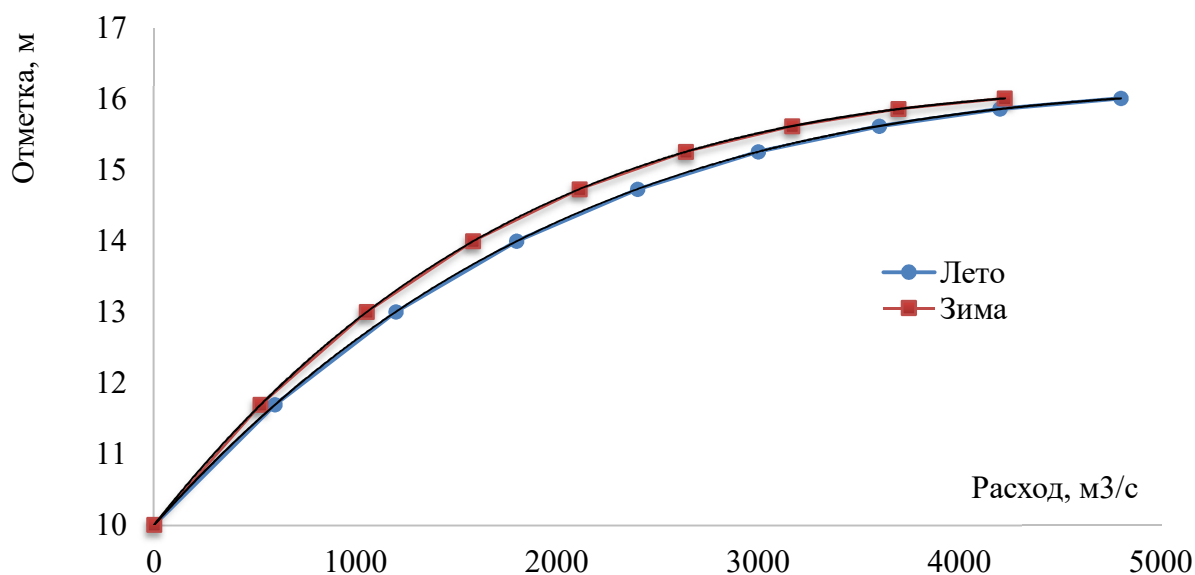


Рисунок 1.3 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Кривая зависимости объема Малмыжского водохранилища от уровня воды в ВБ показана соответственно на рисунке 1.4. Координаты представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Координаты кривых объемов Малмыжского водохранилища

V, км ²	0	2,4	2,8	3,2	3,8	6,8	8,2	10	12,2	18,4	22,8	28,2
Z _{ВБ} , м	10	21,33	23,03	24,69	27,08	37,53	41,62	46,24	50,98	59,62	62,19	62,21

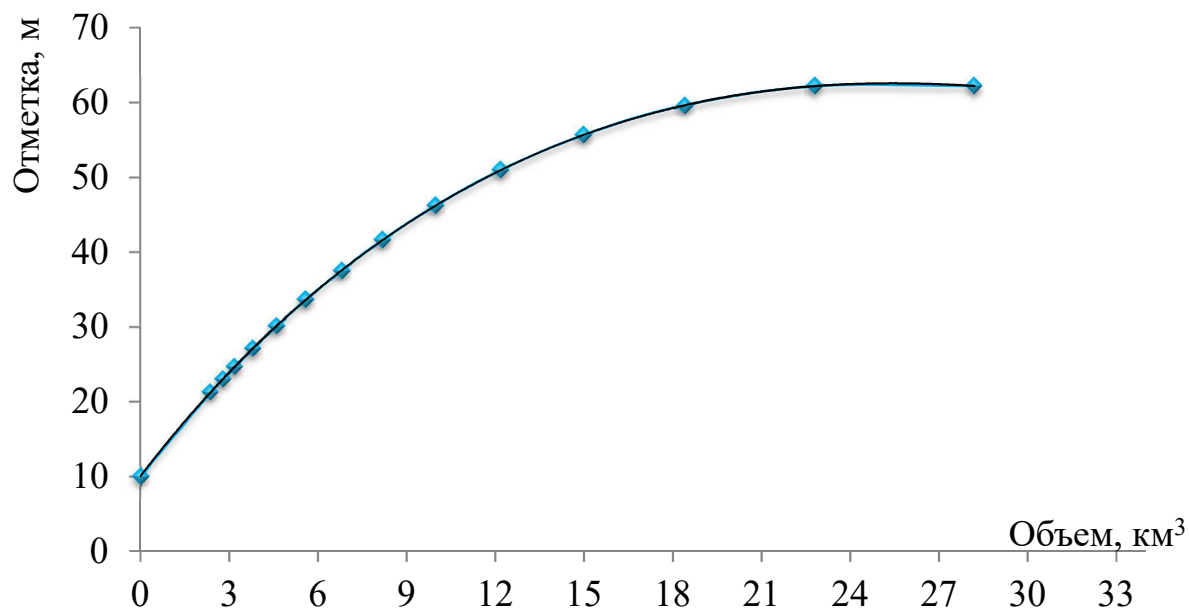


Рисунок 1.4 – Кривая зависимости объема водохранилища от уровня воды в ВБ

1.3 Энерго-экономическая характеристика района

Водохранилище создано с целью хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения промышленных районов городов Малмыж, Киров; выработки электроэнергии. С этой целью водохранилище аккумулирует сток реки Вятка в

период весеннего половодья.

Для нормального развития экономики региона необходим опережающий рост энергетики.

Влияние Малмыжского гидроузла на социально-экономические условия Кировской области заключается в максимальном использовании гидроэнергетических ресурсов реки Вятка, что позволит существенно сократить дефицит электроэнергии. При этом снижаются расходы на передачу за счет снижения передаваемой мощности потребителям, повышается качество электроэнергии, повышается электроснабжение.

При возведении средненапорной русловой ГЭС решаются народнохозяйственные задачи:

- появление новых рабочих мест;
- конкурентно способная продукция.

ГЭС такого типа не нарушают экологического равновесия в регионе и позволяют получать дешевую, "экологически чистую" электроэнергию. Вдобавок Вятка станет чище, шуга и мусор не будут забивать водозабор, исчезнут перебои с водой весной и засушливым летом.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Гидрологические расчеты

Для определения типа регулирования стока рассчитаем коэффициент зарегулированности по формуле (2.1):

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}}, \quad (2.1)$$

где $V_{\text{пол}}$ – полезный объём водохранилища;
 \bar{W} - среднемноголетний сток в заданном створе.

Для вычисления полезного объёма водохранилища, зададим приблизительное значение уровня мёртвого объёма (УМО) водохранилища. На начальном этапе принимаем, что УМО соответствует снижению УВБ на 35% (формула 2.3).

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 53 - 10 = 43 \text{ м}, \quad (2.2)$$

$$\Delta H = 35\%H = 0,35 \cdot 43 = 15 \text{ м}, \quad (2.3)$$

$$\nabla_{\text{УМО}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \Delta H = 53 - 15 = 38 \text{ м}. \quad (2.4)$$

Тогда полезный объём водохранилища равен:

$$V_{\text{пол}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 26,6 - 7 = 19,6 \text{ км}^3, \quad (2.5)$$

где $V_{\text{НПУ}}$ и $V_{\text{УМО}}$ - определены по кривой связи объёма водохранилища от УВБ (рисунок 1.3).

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W} = 1449 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 10^{-9} = 45,7 \text{ км}^3.$$

$$\beta = \frac{19,6}{45,7} = 0,42,$$

что соответствует годовому регулированию стока реки.

2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов [1] разделим год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Считаем, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые

расходы больше или равны среднегодовому расходу, тогда остальные месяцы составят маловодный период (таблица 2.1). Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья. К периоду половодья относятся IV – VII месяц.

Определив границы сезонов, для всех лет ряда вычисляем средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания и по формуле (2.6) вычисляем обеспеченности. Результаты представлены в таблице 2.1.

Обеспеченность определяется по формуле

$$P = \frac{m}{n + 1} \cdot 100\%, \quad (2.6)$$

где m - порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в убывающем порядке;

n - общее число членов ряда, $n = 83$.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности

m	P	годы	$Q_{\text{ср.год.}}$	годы	$Q_{\text{ср.пол}}$	годы	$Q_{\text{ср.меж.}}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1,2	1965	1317	2008	2073	1966	1050
2	2,5	1966	1307	2001	2035	1936	1032
3	3,7	1964	1289	1994	2002	1964	1012
4	4,9	1980	1287	1974	1978	1934	1008
5	6,2	2008	1283	1965	1948	1980	1006
6	7,4	1994	1253	1972	1854	1965	1001
7	8,6	1974	1232	1980	1849	1969	957
8	9,9	2001	1228	1964	1843	1941	949
9	11,1	1960	1201	1966	1822	1940	946
10	12,3	1969	1197	1988	1791	1999	940
11	13,6	1934	1181	1960	1741	1960	932
12	14,8	1988	1179	1997	1729	1977	930
13	16,0	1972	1169	1970	1703	2003	926
14	17,3	1999	1164	1987	1699	1961	922
15	18,5	1995	1152	1995	1687	1968	921
16	19,8	1998	1149	1969	1678	1953	916
17	21,0	1947	1138	1998	1661	1935	914
18	22,2	1989	1138	2002	1647	1989	906
19	23,5	1936	1137	1959	1629	1947	903
20	24,7	1953	1121	1950	1623	1998	894
21	25,9	1968	1121	1976	1620	1995	884
22	27,2	1976	1120	1999	1613	1994	879
23	28,4	2003	1117	1947	1610	1988	874
24	29,6	1970	1095	1989	1602	1990	870
25	30,9	1987	1094	1944	1600	1976	870
26	32,1	1997	1091	1954	1553	1974	859

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8
27	33,3	1959	1087	1953	1533	1975	846
28	34,6	1941	1071	1934	1528	1962	845
29	35,8	2002	1071	1968	1523	2008	843
30	37,0	1992	1066	2009	1512	1942	839
31	38,3	1954	1059	2003	1499	1992	834
32	39,5	1950	1057	1991	1497	1973	834
33	40,7	1940	1044	1992	1475	1972	827
34	42,0	1944	1034	2005	1468	1978	826
35	43,2	1991	1031	2007	1455	2001	825
36	44,4	1962	1031	1967	1453	1979	823
37	45,7	1935	1030	1985	1423	1958	821
38	46,9	1961	1029	1956	1402	2010	820
39	48,1	1990	1026	1962	1402	2011	820
40	49,4	1985	1017	1943	1394	2012	819
41	50,6	1977	1009	2000	1389	1983	819
42	51,9	1956	1007	1982	1374	2013	818
43	53,1	1967	995	1949	1349	1959	815
44	54,3	1942	987	1936	1348	1955	814
45	55,6	1983	985	1986	1345	1985	814
46	56,8	1979	984	2004	1345	1954	812
47	58,0	1943	983	1990	1338	1945	811
48	59,3	1975	982	1993	1334	1956	809
49	60,5	2009	980	1946	1327	1991	798
50	61,7	1949	979	1983	1319	1993	797
51	63,0	1993	976	1941	1316	1946	796
52	64,2	1978	974	1979	1307	1952	795
53	65,4	1946	973	1963	1300	1949	794
54	66,7	1982	968	1952	1299	1987	792
55	67,9	1952	963	1951	1283	1970	792
56	69,1	1963	960	1942	1283	1963	790
57	70,4	2010	952	1957	1281	1957	785
58	71,6	1958	951	1978	1270	2002	783
59	72,8	1957	950	1937	1269	1984	780
60	74,1	2011	945	1935	1262	1939	780
61	75,3	2000	945	1975	1254	1943	778
62	76,5	2007	942	1996	1245	1950	775
63	77,8	2012	938	1961	1243	1997	771
64	79,0	2013	932	2006	1241	1948	771
65	80,2	1951	926	1940	1240	1967	765
66	81,5	1986	922	2010	1215	1982	765
67	82,7	1955	919	1958	1209	1944	752
68	84,0	2005	919	2011	1196	1981	747
69	85,2	1984	915	1984	1186	1951	747
70	86,4	1939	909	1948	1184	2000	722

Окончание таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8
71	87,7	1948	909	2012	1177	2009	714
72	88,9	1945	898	1977	1169	1996	714
73	90,1	1996	891	1939	1168	1986	710
74	91,4	1973	888	1938	1158	1938	707
75	92,6	2004	887	2013	1158	2007	686
76	93,8	1981	873	1955	1129	1971	659
77	95,1	1937	862	1981	1125	1937	658
78	96,3	1938	857	1971	1092	2004	658
79	97,5	1971	803	1945	1073	2005	644
80	98,8	2006	801	1973	997	2006	581
74	91,4	1973	888	1938	1158	1938	707
75	92,6	2004	887	2013	1158	2007	686
76	93,8	1981	873	1955	1129	1971	659
77	95,1	1937	862	1981	1125	1937	658
78	96,3	1938	857	1971	1092	2004	658
79	97,5	1971	803	1945	1073	2005	644
80	98,8	2006	801	1973	997	2006	581

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаем равными 90% и 50% соответственно.

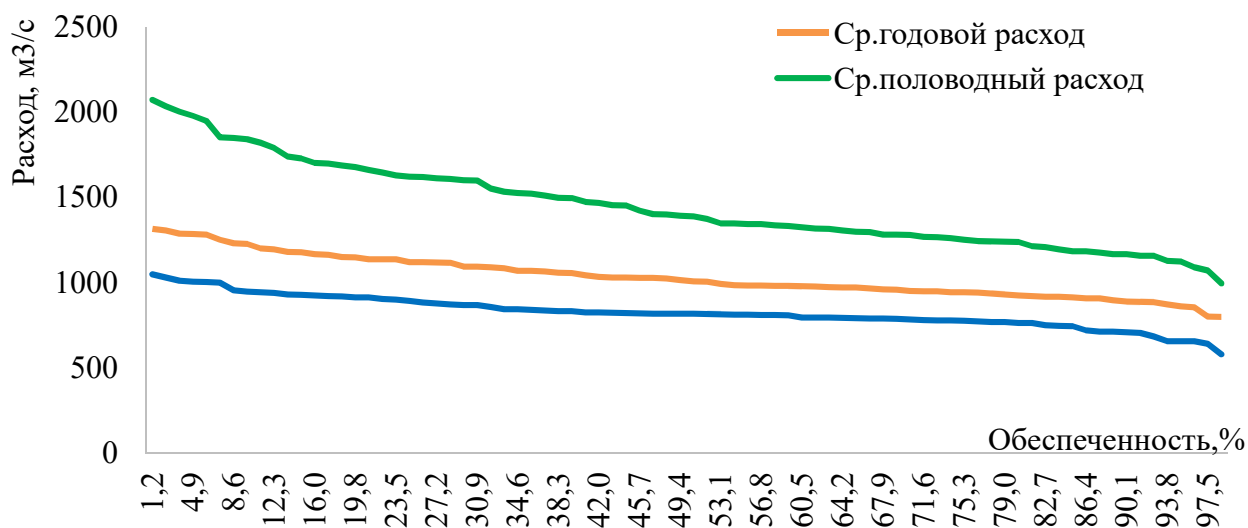


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.2.1 Выбор расчётного средневодного года

Для заданной расчетной обеспеченности 50% отсутствует конкретный год. Определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности: 1985 год (обеспеченность 49,4%) и 1977 год (обеспеченность 50,6%). Вычисляем коэффициент приведения для половодья и межени

Для 1985 г.:

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{пол}1943}}{Q_{\text{пол}1985}} = \frac{1394}{1423} = 0,98; \quad (2.7)$$

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{меж}2012}}{Q_{\text{меж}1985}} = \frac{819}{814} = 1,01. \quad (2.8)$$

Для 1977 г.:

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{пол}2000}}{Q_{\text{пол}1977}} = \frac{1389}{1169} = 1,19; \quad (2.9)$$

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{меж}1983}}{Q_{\text{меж}1977}} = \frac{819}{930} = 0,9. \quad (2.10)$$

В результате принимаем в качестве средневодного года 1995 г, так как требуется меньшая корректировка расходов.

2.2.2 Выбор расчётного маловодного года

Для заданной расчетной обеспеченности 90% есть конкретный 1996 год. Вычисляем коэффициент приведения для половодья и межени

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{пол}1939}}{Q_{\text{пол}1996}} = \frac{1168}{1245} = 0,94; \quad (2.11)$$

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{меж}1986}}{Q_{\text{меж}1996}} = \frac{714}{710} = 0,99. \quad (2.12)$$

Выбрав, окончательно расчётные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные выше коэффициенты. Результаты представлены в табл. 2.2-2.4.

Таблица 2.2 – Расчётный маловодный год без приведения и с приведением

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
90%	817	733	704	2104	1117	922	837	865	787	548	432	823
пр. 90%	813	729	700	1973	1048	865	785	861	783	545	430	819

Таблица 2.3 – Расчётный маловодный год без приведения и с приведением

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
50%	907	811	714	1262	1619	1781	1029	863	820	730	930	740
пр. 50%	912	816	718	1236	1586	1745	1008	868	825	734	935	744

Таблица 2.4 – Расчётный средневодный год без корректировки и с корректировкой

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
пр.50%	912	816	718	1236	1586	1745	1008	868	825	734	935	744
кор. 50%	912	816	718	2074	1486	1007	1008	868	825	734	855	824

Графики расчетных гидрографов представлены на рисунке 2.2.

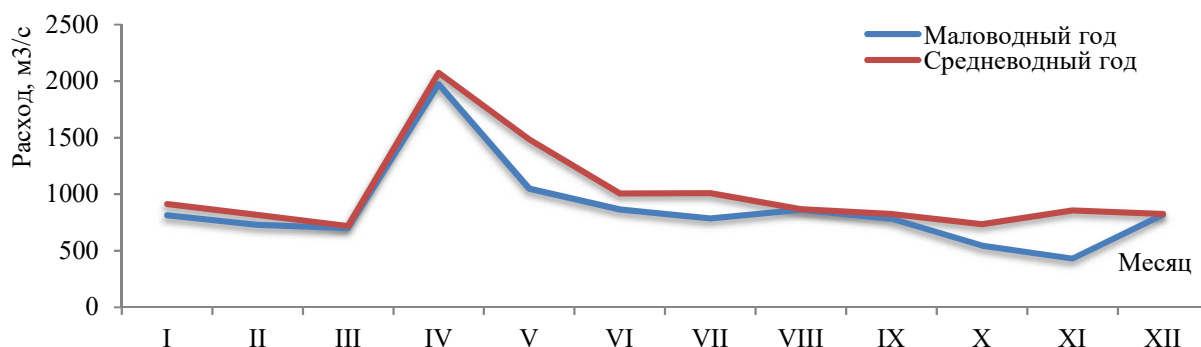


Рисунок 2.2 – Графики расчётных гидрографов с приведением и корректировкой

2.3 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Рассмотрим суточные графики нагрузки энергосистемы Сибири, заданные исходными данными для двух периодов: летнего и зимнего (табл.2.5 и 2.6).

Таблица 2.5 – Суточный график нагрузки энергосистемы для летнего периода

Часы	P ген	P ранж	ΔP	$\Delta \mathcal{E}$	P	\mathcal{E}
1	2	3	4	5	6	7
1	10018	14413	2825	2825	2825	2825
2	9501	11588	46	92	2871	2917
3	8705	11542	17	51	2888	2968
4	8469	11525	23	92	2911	3060
5	8745	11502	68	340	2979	3400
6	9776	11434	69	414	3048	3814
7	9998	11365	28	196	3076	4010
8	10610	11337	3	24	3079	4034
9	11434	11334	167	1503	3246	5537
10	11588	11167	257	2570	3503	8107
11	11542	10910	7	77	3510	8184
12	11337	10903	48	576	3558	8760
13	11502	10855	44	572	3602	9332
14	11525	10811	25	350	3627	9682
15	11365	10786	176	2640	3803	12322
16	11334	10610	213	3408	4016	15730
17	11167	10397	379	6443	4395	22173
18	10903	10018	20	360	4415	22533

Окончание таблицы 2.5

1	2	3	4	5	6	7
19	10855	9998	222	4218	4637	26751
20	10786	9776	275	5500	4912	32251
21	10910	9501	756	15876	5668	48127
22	10811	8745	40	880	5708	49007
23	10397	8705	236	5428	5944	54435
24	14413	8469	8469	203256	14413	257691

Таблица 2.6 – Суточный график нагрузки энергосистемы для зимнего периода

Часы	Р ген	Р ранж	ΔP	$\Delta \Xi$	P	Ξ
1	2	3	4	5	6	7
1	13403	17228	65	65	65	65
2	13240	17163	17	34	82	99
3	13326	17146	403	1209	485	1308
4	13270	16743	26	104	511	1412
5	13275	16717	127	635	638	2047
6	13853	16590	190	1140	828	3187
7	13993	16400	196	1372	1024	4559
8	15333	16204	0	0	1024	4559
9	16142	16204	62	558	1086	5117
10	16400	16142	28	280	1114	5397
11	16204	16114	48	528	1162	5925
12	15864	16066	113	1356	1275	7281
13	16066	15953	89	1157	1364	8438
14	15953	15864	531	7434	1895	15872
15	16114	15333	444	6660	2339	22532
16	16590	14889	476	7616	2815	30148
17	17146	14413	420	7140	3235	37288
18	17228	13993	140	2520	3375	39808
19	17163	13853	450	8550	3825	48358
20	16743	13403	77	1540	3902	49898
21	16717	13326	51	1071	3953	50969
22	16204	13275	5	110	3958	51079
23	14889	13270	30	690	3988	51769
24						

Построенные суточные графики нагрузки и их интегральные кривые представлены в Приложении А и Б для летнего и для зимнего периода.

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Мы рассматриваем неразвивающуюся энергосистему со статическим максимумом нагрузки, то максимальная нагрузка энергосистемы находится по следующей формуле

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right), \quad (2.13)$$

где t – порядковый номер месяца в году;
 a, b – коэффициенты, определяются по следующим формулам

$$a = \frac{P_3^{max} + P_l^{max}}{2} = \frac{17228 + 11588}{2} = 14408 \text{ МВт}; \quad (2.14)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_l^{max}}{2} = \frac{17228 - 11588}{2} = 2820 \text{ МВт}. \quad (2.15)$$

Тогда максимальная нагрузка энергосистемы

$$P_t^{max} = 15821 + 1408 \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right). \quad (2.16)$$

Среднемесячная нагрузка энергосистемы

$$\bar{P}_{cp} = \gamma \cdot P_t^{max} = \frac{P_l^{max}}{P_3^{max}} \cdot P_t^{max} = \frac{14413}{17228} \cdot P_t^{max} = 0,84 \cdot P_t^{max}. \quad (2.17)$$

Результаты расчёта максимальной и среднемесячной нагрузки энергосистемы представлены в таблице 2.7 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.7 – Максимальная и среднемесячная нагрузка энергосистемы

Месяц	\cos	P_t^{max}	\bar{P}_{cp}
1	2	3	4
1	0,97	17132	11523
2	0,71	16403	11033
3	0,26	15140	10183
4	-0,26	13681	9202
5	-0,71	12416	8352
6	-0,97	11685	7860
7	-0,97	11683	7860
8	-0,71	12410	8352
9	-0,26	13672	9202
10	0,26	15131	10183
11	0,71	16396	11033
12	0,97	17130	11523

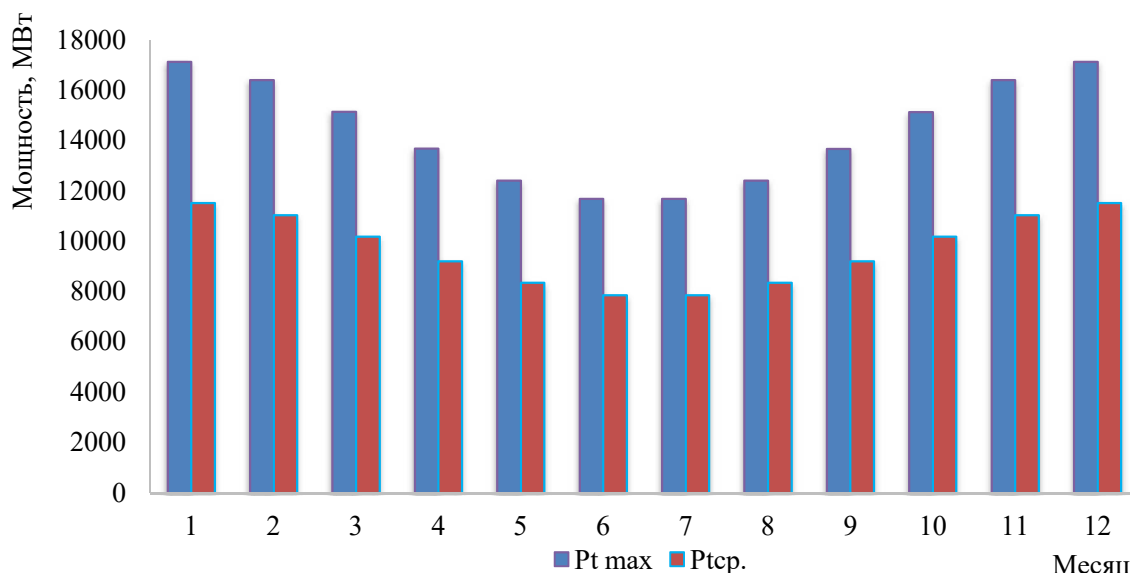


Рисунок 2.3 – Годовой график максимальной и среднемесячной нагрузки энергосистемы

2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требования водохозяйственной системы

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычислим мощности на бытовом стоке для каждого месяца года:

$$N_{\text{быт}} = k_N \cdot Q_t^{\text{пр}90\%} \cdot H_t^{\text{подв}}, \quad (2.18)$$

где $k_N = 8,6$ - коэффициент мощности;
 $Q_t^{\text{пр}90\%}$ - бытовой расход расчётного маловодного года;
 $H_t^{\text{подв}}$ - подведенный напор ГЭС.
 Подведенный напор определяется, как

$$H_t^{\text{подв}} = Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}(t)) - \Delta h, \quad (2.19)$$

где $Z_{\text{вб}}$ - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ;
 $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}(t))$ - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи;
 $\Delta h = 0,2$ м – потери напора в водоподводящих сооружениях (исходные данные).

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_t^{\text{подв}}, \quad (2.20)$$

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

Результаты расчетов сведены в таблице 2.8-2.10.

Таблица 2.8 – Оценка работы по водотоку

Пар-р	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт}}$	813	729	700	1973	1048	865	785	861	783	545	430	819
$Q_{\text{ф}}$	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
$Q_{\text{исп}}$	0	0	0	1	2	3	6	3	1	0	0	0
$Q_{\text{лёд}}$	-6	-7	0	3	5	4	4	0	0	0	0	-2
$Q_{\text{пол}}$	805	721	699	1974	1049	864	782	856	781	544	428	815
$Z_{\text{ВБ}}$	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
$Z_{\text{НБ}}$	12,4	12,2	12,2	14,3	12,8	12,4	12,2	12,3	12,2	11,6	11,4	12,4
H	39,6	39,8	39,8	37,7	39,2	39,6	39,8	39,7	39,8	40,4	40,6	39,6
$N_{\text{быт}}$	274	247	239	639	354	295	268	292	267	189	150	277

Таблица 2.9 – Оценка работы по ВХК

Параметр	I	II	III	IV	V	VI
$Q_{\text{ВХК}}$	900	900	700	700	700	700
$Z_{\text{ВБ}}$	53	53	53	53	53	53
$Z_{\text{НБ}}$	12,7	12,7	12,2	12,0	12,0	12,0
H	39	39	40	40	40	40
$N_{\text{ВХК}}$	305	305	240	241	241	241

Продолжение таблицы 2.9

Параметр	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}$	700	700	700	700	900	900
$Z_{\text{ВБ}}$	53	53	53	53	53	53
$Z_{\text{НБ}}$	12,0	12,0	12,0	12,0	12,7	12,7
H	40	40	40	40	39	39
$N_{\text{ВХК}}$	241	241	241	241	305	305

Таблица 2.10 – Сравнение двух режимов работы

Параметр	I	II	III	IV	V	VI
$N_{\text{быт}}$	274	247	239	639	354	295
$N_{\text{ВХК}}$	305	305	240	241	241	241
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}$	-30	-58	-	0	398	54

Продолжение таблицы 2.10

Параметр	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Σ
$N_{\text{быт}}$	268	292	267	189	150	277	268
$N_{\text{ВХК}}$	241	241	241	241	305	305	241
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}$	27	51	26	-52	-155	-27	27

Расположение полученных бытовых мощностей и мощностей при работе ГЭС по требованию ВХК в годовом графике средних нагрузок показывает, что в отдельные, как правило, зимние месяцы, когда потребность энергосистемы в мощности и энергии велика, бытовые мощности минимальны. В период половодья бытовые расходы будут существенно больше расходов, требуемых

для водного транспорта. В период летней межени бытовые расходы могут быть ниже, необходимых для обеспечения расходов в НБ по требованию водного транспорта. Это приводит к тому, что, во-первых, для вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю энергоотдачу ГЭС сверх бытовой, что может быть достигнуто за счёт зарегулирования водохранилища; во-вторых, в период летне-осенней межени для удовлетворения требований ВХК также может потребоваться сработка водохранилища, в-третьих, в период половодья появляются избытки притока, которые могут быть аккумулированы в водохранилище для последующего использования в зимний период.

По данным таблицы 2.8-2.10 определяем излишки мощности по бытовому стоку 346 МВт, распределяем данную мощность на графике средних мощностей в зимний месяц. Также по таблице 2.10 определяем месяц начала сработки водохранилища — это месяц первый после половодья, в котором расход (мощность) по ВХК превышает бытовой расход (мощность). Сработку водохранилища начинаем с 10 месяца. График для перераспределения стока представлен на рисунке 2.4.

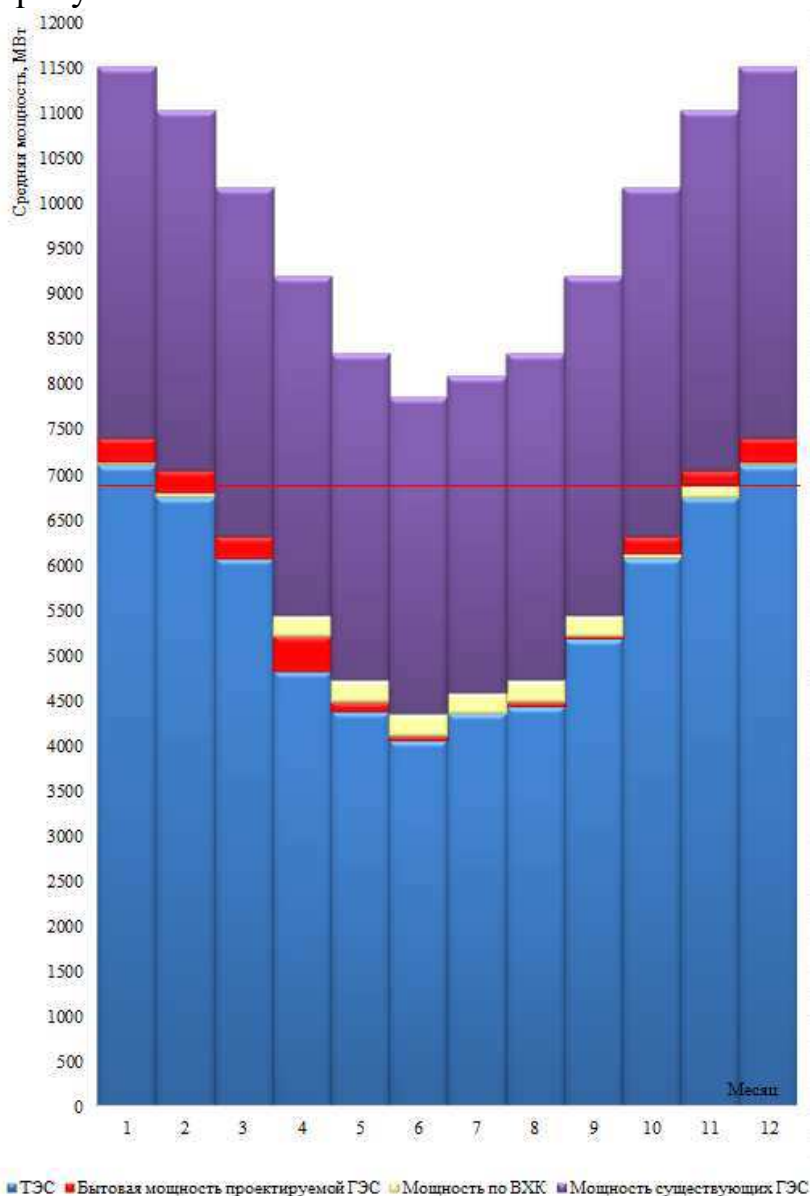


Рисунок 2.4 – График среднемесячных мощностей без регулирования

2.6 Водно-энергетический расчёт в маловодном году

После расчета полного годового цикла сработки – наполнения водохранилища отметка водохранилища должна соответствовать НПУ.

Полезный бытовой приток:

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{быт}} - Q_{\text{ф}} - Q_{\text{исп}} - Q_{\text{л}}. \quad (2.21)$$

Расход воды в нижний бьеф:

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{ф}}. \quad (2.22)$$

Приращение объема водохранилища:

$$\pm \Delta V_{\text{в}} = \pm Q_{\text{вдх}} \cdot \Delta t, \quad (2.23)$$

где $\Delta t = 30 \cdot 24 \cdot 3600 = 2592000$ сек.

Расход воды через ГЭС

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол}} + Q_{\text{вдх}}. \quad (2.24)$$

Уровень воды в водохранилище, соответствующий объему ВБ, определяется по кривой связи объемов и уровней в ВБ $Z_{\text{ВБ}} = Z_{\text{ВБ}}(V_{\text{ВБ}})$. Средний уровень ВБ

$$Z_{\text{ВБ ср}} = \frac{(Z_{\text{ВБ}}^{\text{Н}} + Z_{\text{ВБ}}^{\text{К}})}{2}. \quad (2.25)$$

Уровень нижнего бьефа, соответствующий расходу в нижний бьеф гидроузла, определяется по кривой связи расходов и уровней в НБ $Z_{\text{НБ}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$.

Напор ГЭС:

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.26)$$

где Δh - потери напора в подводящих сооружениях, $\Delta h = 1$ м.

Среднемесячная мощность ГЭС

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{ГЭС}} \cdot H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.27)$$

где k_N - коэффициент мощности, $k_N = 8,6$.

Вариант сработки-наполнения водохранилища с учетом излишек и определенной гарантированной мощности в январе, декабре равной 480,5 МВт представлен в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году итерация 1

Месяц	Qбыт, м ³ /с	Qф, м ³ /с	Qисп, м ³ /с	Qлед, м ³ /с	Qбыт.п, м ³ /с	Qвхк, м ³ /с	Qвдхр, м ³ /с	QГЭС, м ³ /с	Qнб, м ³ /с	Δ V, км ²	Vн, км ²
X	545	1,5	0	0	544	700	155	699	700	26,6	0,42
XI	430	1,5	0	0	428	900	470	898	900	26,2	1,22
XII	819	1,5	0	-2	815	900	757	1572	1574	25,0	2,03
I	813	1,5	0	-6	805	900	886	1691	1693	22,9	2,37
II	729	1,5	0	-7	721	900	178	899	900	20,6	0,43
III	700	1,5	0	0	699	700	5	704	705	20,1	0,01
IV	1973	1,5	1	3	1974	700	-1275	699	700	20,1	-3,30
V	1048	1,5	2	5	1049	700	-351	698	700	23,4	-0,94
VI	865	1,5	3	4	864	700	-166	698	700	24,4	-0,43
VII	785	1,5	6	4	782	700	-83	699	700	24,8	-0,22
VIII	861	1,5	3	0	856	700	-158	698	700	25,0	-0,42
IX	783	1,5	1	0	781	700	-82	699	700	25,4	-0,21

Продолжение таблицы 2.11

Месяц	Vк, км ²	зн, м	зк, м	зср, м	знб, м	H, м	Nт, МВт	Э, млн.кВтч
X	26,2	53,00	52,63	52,82	12,16	39,66	238,2	177
XI	25,0	52,63	51,52	52,07	12,65	38,42	296,8	214
XII	22,9	51,52	49,51	50,51	13,98	35,53	480,5	357
I	20,6	49,51	46,91	48,21	14,17	33,04	480,5	358
II	20,1	46,91	46,40	46,65	12,65	33,00	255,0	171
III	20,1	46,40	46,39	46,40	12,17	33,22	201,1	150
IV	23,4	46,39	50,01	48,20	11,94	35,26	211,9	153
V	24,4	50,01	50,94	50,48	11,94	37,54	225,4	168
VI	24,8	50,94	51,36	51,15	11,94	38,22	229,4	165
VII	25,0	51,36	51,57	51,46	11,94	38,53	231,4	172
VIII	25,4	51,57	51,96	51,76	11,94	38,83	233,12	173
IX	25,7	51,96	52,16	52,06	11,94	39,12	235,01	169

Из таблицы 2.11 видно, что при выдаче получившейся гарантированной мощности 480,5 МВт, срабатывает все водохранилище. Уменьшаем гарантированную мощность до 438 МВт и проводим вторую итерацию, расчёт представлен в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году итерация 2

Месяц	Qбыт, м ³ /с	Qф, м ³ /с	Qисп, м ³ /с	Qлед, м ³ /с	Qбыт.п, м ³ /с	Qвхк, м ³ /с	Qвдхр, м ³ /с	QГЭС, м ³ /с	Qнб, м ³ /с	Δ V, км ²	Vн, км ²
X	545	1,5	0	0	544	700	155	699	700	0,42	26,6
XI	430	1,5	0	0	428	900	470	898	900	1,22	26,2
XII	819	1,5	0	-2	815	900	600	1415	1417	1,61	25,0
I	813	1,5	0	-6	805	900	688	1494	1495	1,84	23,4
II	729	1,5	0	-7	721	900	178	899	900	0,43	21,5
III	700	1,5	0	0	699	700	5	704	705	0,01	21,1
IV	1973	1,5	1	3	1974	700	-1275	699	700	-3,30	21,1
V	1048	1,5	2	5	1049	700	-351	698	700	-0,94	24,4
VI	865	1,5	3	4	864	700	-166	698	700	-0,43	25,3
VII	785	1,5	6	4	782	700	-83	699	700	-0,22	25,7
VIII	861	1,5	3	0	856	700	-158	698	700	-0,42	26,0
IX	783	1,5	1	0	781	700	-82	699	700	-0,21	26,4

Продолжение таблицы 2.12

Месяц	Vк, км ²	zн, м	zк, м	zср, м	zнб, м	H, м	Nt, МВт	Э, млн.кВтч
X	26,2	53,00	52,63	52,82	12,16	39,66	238	177
XI	25,0	52,63	51,52	52,07	12,65	38,42	297	214
XII	23,4	51,52	49,94	50,73	13,71	36,02	438	326
I	21,5	49,94	47,98	48,96	13,85	34,11	438	326
II	21,1	47,98	47,50	47,74	12,65	34,09	263	177
III	21,1	47,50	47,49	47,49	12,17	34,32	208	155
IV	24,4	47,5	50,96	49,22	11,94	36,28	218	157
V	25,3	50,96	51,85	51,40	11,94	38,46	231	172
VI	25,7	51,85	52,24	52,04	11,94	39,11	235	169
VII	26,0	52,24	52,44	52,34	11,94	39,40	237	176
VIII	26,4	52,44	52,81	52,63	11,94	39,69	238	177
IX	26,6	52,81	53,00	52,91	12,16	39,75	239	172

В ходе данного расчета была определена гарантированная мощность, которая составляет 438 МВт, при этом отметка уровня мертвого объема 47,5 м.

По полученным данным определяется зона работы проектируемой ГЭС и установленная мощность.

Результаты водно-энергетического расчёта проектируемой ГЭС в средневодном году приведены в приложении Г, Д, график сработки-наполнения представлен на рисунке 2.6.

Максимальная выработка равна:

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{многол.}} = 2,8 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч.}$$

Определяем рабочую мощность ГЭС в энергосистеме по условию максимального вытеснения тепловых мощностей. Проектируемая ГЭС будет работать в базе, следовательно

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{гар пик}}^{\text{ГЭС}} \cdot \frac{24}{t} + N_{\text{гар базы}}^{\text{ГЭС}} = 207 \cdot \frac{24}{14} + 231 = 586 \text{ МВт.} \quad (2.29)$$

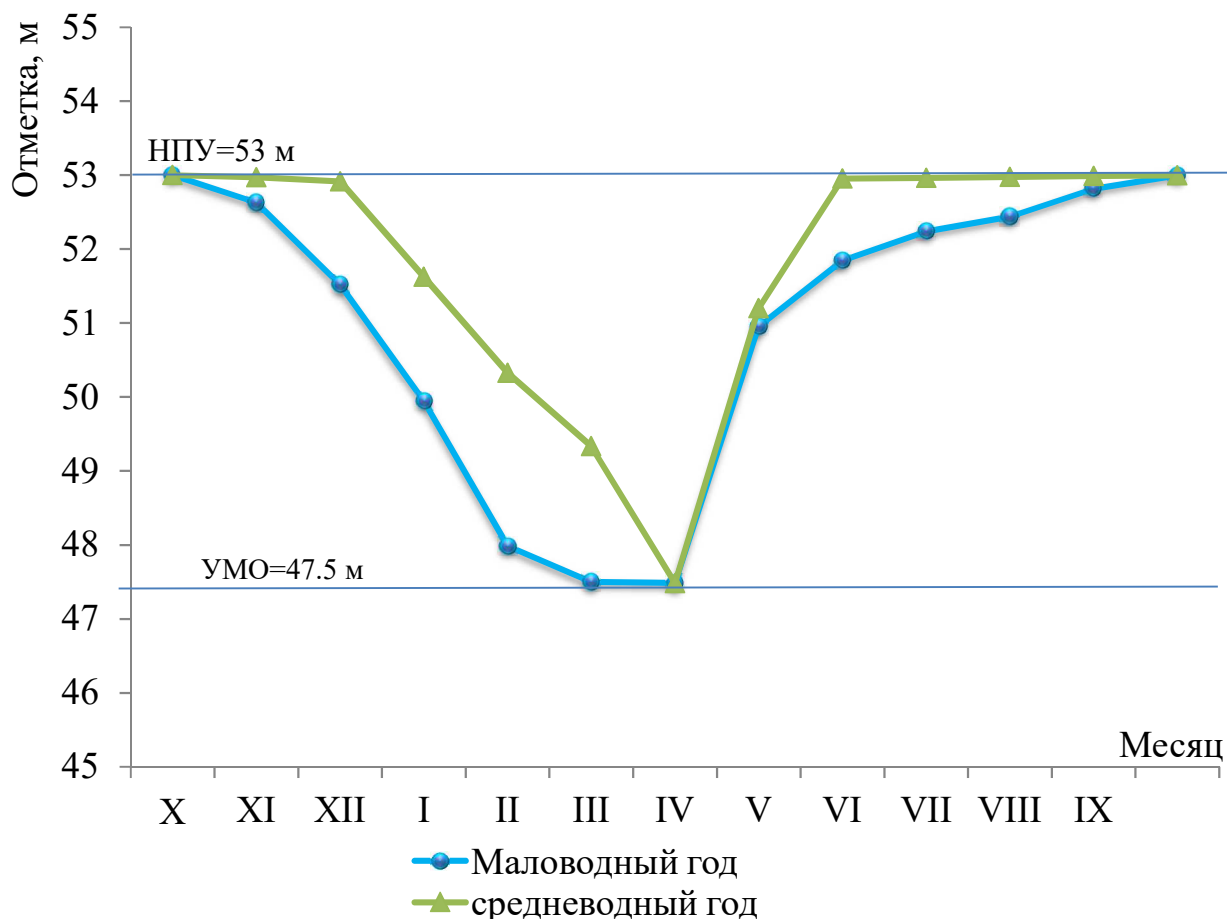


Рисунок 2.6 – График сработки – наполнения водохранилища

2.7 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС

Установленная мощность проектируемой ГЭС

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

где $N_{\text{раб}}$ – вытесняющая рабочая мощность;
 $N_{\text{рез}}$ – мощность нагрузочного резерва.

$$N_{\text{уст}}^{\text{пр ГЭС}} = 586 + 31 = 617 \text{ МВт.}$$

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст.}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} = \frac{6861}{12} = 572 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.31)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст.}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} = \frac{1300}{12} = 108 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.32)$$

Ремонтная площадь ТЭС

$$F_{\text{рем}}^{\text{КЭС}} = \frac{1 * N_{\text{уст.}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} + \frac{1 * N_{\text{уст.}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 = \frac{11945}{4} + \frac{11945}{2} = 8959 \text{ МВт} \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.33)$$

Сведем расчеты в таблицу 2.12.

Таблица 2.12 - Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Система			Сущ. ГЭС $N_{\text{уст.}} = 6861 \text{ Вт}$			Проек. ГЭС $N_{\text{уст.}} = 1300 \text{ МВт}$			ТЭС $N_{\text{уст.}} = 11945 \text{ МВт}$			
	$N_{\text{сист}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{ав.р.}}$	$N_{\text{раб.}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{рем.}}$	$N_{\text{раб.}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{рем.}}$	$N_{\text{раб.}}$	$N_{\text{ав.р.}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{рем.}}$
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15
1	17132	343	1199	5800	311	-	586	31	-	10746	1199	-	17132
2	16403	328	1148	5552	298	-	516	30	-	10335	1148	-	16403
3	15140	303	1060	5304	275	255	446	28	51	9390	1060	-	15140
4	13681	274	958	5056	249	-	375	25	-	8249	958	309	13681
5	12416	248	869	4808	226	-	305	23	-	7303	869	1687	12416
6	11685	234	818	4560	212	-	235	21	-	6890	818	2484	11685
7	11683	234	818	4560	212	-	235	21	-	6888	818	2484	11683
8	12410	248	869	4808	226	-	305	23	-	7297	869	1687	12410
9	13672	273	957	4808	249	-	375	25	-	8489	957	309	13672
10	15131	303	1059	4808	275	255	446	28	-	9877	1059	-	15131
11	16396	328	1148	4808	298	-	516	30	-	11073	1148	-	16396
12	17130	343	1199	4808	311	-	586	31	-	11736	1199	-	17130

Баланс мощности энергосистемы представлен на рисунке 2.7.

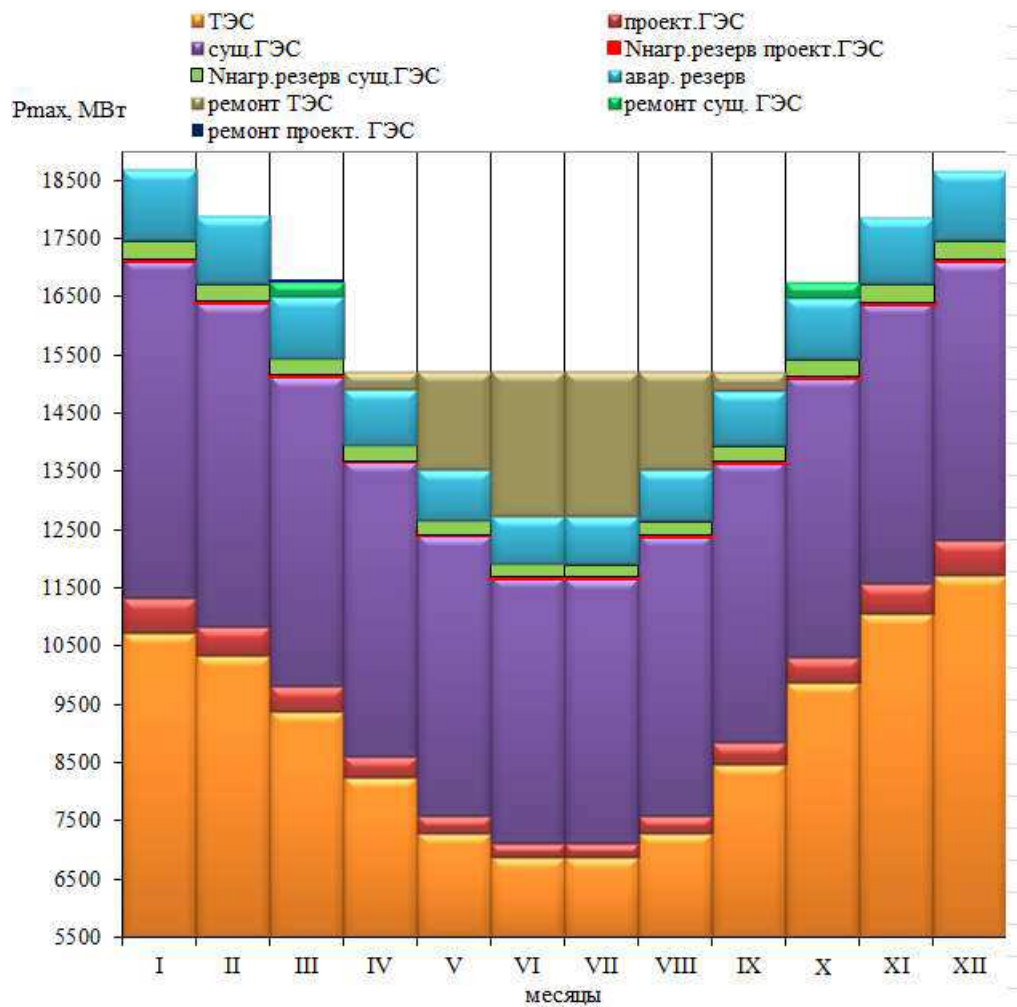


Рисунок 2.7 – Баланс мощности энергосистемы

3 Основное и вспомогательного оборудования

Задача выбора основного энергетического оборудования, состоит в определении его типов и параметров, которые при заданной исходной информации, выполнении всех требуемых ограничений, обеспечивали бы развитие энергосистемы за счёт проектируемой ГЭС с минимальными затратами на строительство и максимальной прибылью при эксплуатации.

3.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = VB - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где ∇BB – отметка уровня воды в верхнем бьефе: для верхней границы $\nabla BB = \nabla НПУ$, для линии расчётного напора $\nabla BB = \nabla VBp$, для нижней границы $\nabla BB = \nabla УМО$;

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;

Δh – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Ограничение слева, на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования водохозяйственного комплекса, который составляет $Q_{\min} = 350 \text{ м}^3/\text{с}$.

Линию ограничения по расчетной установленной мощности строим по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{уст}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}, \quad (3.2)$$

где k_N - коэффициент мощности ($k_N = 8,6$);

Линию ограничения по пропускной способности ГЭС строим по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = \frac{Q_{ГЭС}^{\max} \cdot \sqrt{H_{ГЭС}}}{\sqrt{H_p}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС при расчетном напоре. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора;

H_p – расчетный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора.

Результаты расчета режимного поля представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи НБ для зимних и летних условий		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q, м ³ /с	Z _{нб} , м	H _{нпу} , м	H _{умо} , м	H _p , м	H, м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с
0	10	42,0	36,5	39,7	40,0	1794	40,0	2153
600	11,7	40,3	34,8	38,0	39,0	1840	39,0	2126
1200	13,1	38,9	33,4	36,6	38,0	1888	38,0	2099
1800	14,1	38,0	32,5	35,7	37,0	1939	37,0	2071
2400	14,9	37,1	31,6	34,8	36,0	1993	36,0	2043
3000	15,5	36,5	31,0	34,2	35,0	2050	35,0	2014
3600	15,9	36,1	30,6	33,8	34,0	2110	34,0	1985
4200	16,2	35,8	30,3	33,5	33,0	2174	33,0	1956
4800	16,5	35,5	30,0	33,2	32,0	2242	32,0	1926

По полученным данным таблицы 3.1. строим режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности (рисунок 3.1).

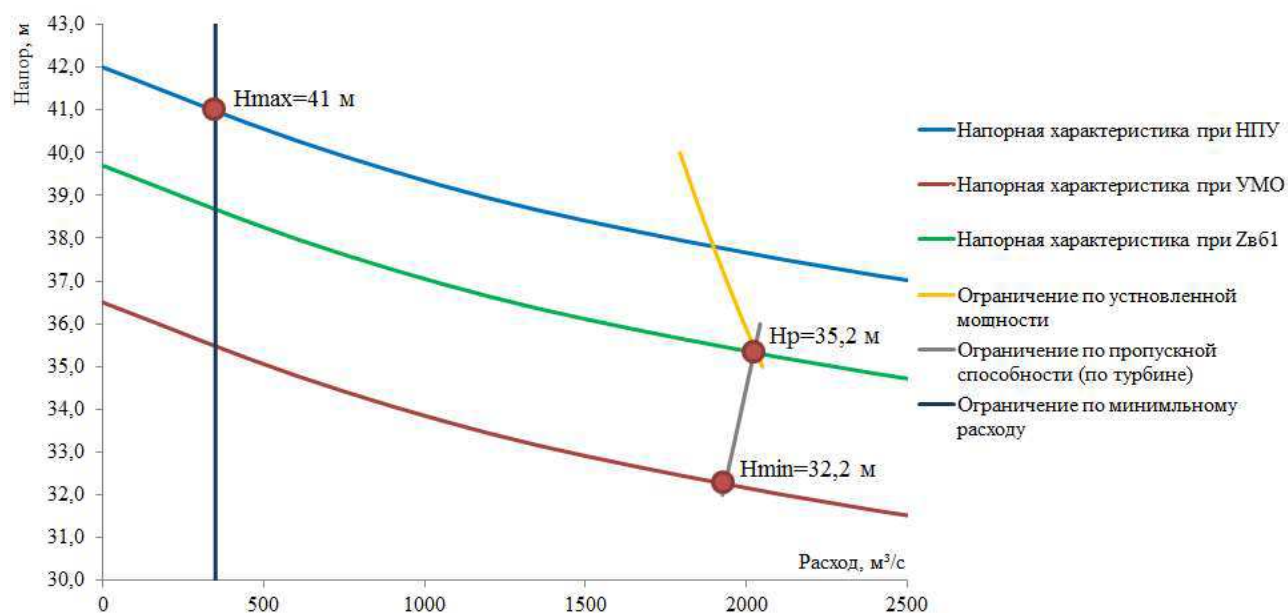


Рисунок 3.1 - Режимное поле Малмыжской ГЭС по напору и расходу

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор $H_p = 35,2$ м;
- минимальный напор $H_{min} = 32,2$ м;
- максимальный напор $H_{max} = 41$ м;
- максимальный расход $Q^{max} = 2020$ м³/с.

3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

- 1) значение предельного напора не должно быть меньше максимального 41 м;
- 2) отношение $H_{min}/H_{пред} = 32,2/45 = 0,72$ должно быть не меньше справочных данных.
- 3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствует РО45 со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина РО45
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, \text{м}$	45
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{opt}, \text{об/мин}$	82,5
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{opt}, \text{л/с}$	1200
Оптимальный КПД модели	$\eta_{m opt}$	0,921
Приведенный максимальный расход	$Q'_{max}, \text{л/с}$	1350-1430
Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{max})$	0,195-0,23
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{I м}, \text{м}$	0,46
Напор модельной турбины	$H_{мод}, \text{м}$	4
Температура	$t_{мод}, \text{°C}$	8

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины η_T :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot 10^5 \sqrt{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right), \quad (3.4)$$

где η_M, D_{1M}, H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины;
 D_1, H_p^N – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

ν_m, ν_H – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий t_H и t_m ;

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_T \eta_G^{cp}}, \quad (3.5)$$

где Q'_{1p} – приведенный расход в расчетной точке;

η_G^{cp} – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_G = 0,97$);

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{N_a}, \quad (3.6)$$

где $N_{ГЭС}^{уст} = 617$ МВт – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов Z'_a округляется в большую сторону Z_a . Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}, \quad (3.7)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{1p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где n'_{1p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.2);

Δ - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду [1].

Для выбранного максимального диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}} \quad (3.9)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H – напор на станции, соответствует H_{max} , H_p и H_{min} .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{г\text{ ср}}} \quad (3.10)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии n'_{Ip} , чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Приведённый расход:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}} \quad (3.11)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию;

Так как напор на станции по универсальной характеристике является величиной не постоянной, значит, линия ограничения по минимальному расходу не будет вертикальной.

Таблица 3.3 – Рассчитанные величины для диаметров натурной турбины

D_1 , м	5,3	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8	8,5
η_T	0,951	0,952	0,952	0,952	0,953	0,953	0,953	0,954	0,954
N_a^* , МВт	75,9	84,8	97,4	107,4	121,5	136,5	152,4	173,4	195,9
Z_a^* , шт	8,1	7,3	6,3	5,7	5	4,5	4,0	3,6	3,2
Z_a , шт	8,0	8,0	7,0	6,0	5,0	5,0	4,0	4,0	4,0
N_a , МВт	77,1	77,1	88,1	102,8	123,4	123,4	154,3	154,3	154,3
Δp	1,033	1,033	1,034	1,034	1,034	1,035	1,035	1,035	1,036
n_c^* , об/мин	93,9	88,8	82,9	79,0	74,3	70,1	66,4	62,3	58,6
n_c , об/мин	93,7	90,9	83,3	81	75	71,4	65,2	62,5	56,6
n'_{Imin} , об/мин	76	78	77	78	77	78	75	77	74
n'_{Ip} , об/мин	82,4	84,4	82,9	84,6	83,3	84	81	83	79,7
n'_{Imax} , об/мин	86	88	87	88	87	88	85	87	83
$Q'_I \cdot \eta_T$ (при H_p)	1,38	1,24	1,23	1,30	1,38	1,23	1,38	1,21	1,07
Q'_I (при H_p)	-	-	-	-	-	1380	-	1345	1240
η_T (при H_p)	-	-	-	-	-	0,893	-	0,900	0,918
$Q'_I \cdot \eta_T$ (при H_{max})	1,186	1,062	1,058	1,119	1,188	1,058	1,185	1,04	0,922
Q'_I (при H_{max})	-	-	-	-	-	-	-	1140	-
η_T (при H_{max})	-	-	-	-	-	-	-	0,914	-
Q'_I (по Q_{min})	2160	1935	1685	1528	1351	1203	1078	947	839
Q'_I (по Q_{min})	1915	1715	1493	1354	1197	1066	955	839	743

Из анализа расчетов таблицы 3.3 и области работы турбин на ГУХ (Приложение В) рассматриваемая турбина РО45 с диаметрами меньше 7,1 м не проходит по минимальному расходу, в связи с тем, что линия ограничения проходит правее точки оптимума. Турбины с диаметром 7.1 и больше 8,5 м не проходят в связи с тем, что рабочая точка выходит за линию ограничения по мощности. В связи с этим, дальнейший расчет ведем только для турбины диаметром 8 м.

3.3 Определение установки отметки рабочего колеса гидротурбины

Отметку рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}}) + H_s, \quad (3.12)$$

где $Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}})$ - отметка уровня воды в НБ при $Q_{\text{Н.Б.}}$, соответствующем расчётному значению высоты отсасывания H_s .

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующими наибольшего заглубления рабочего колеса:

- работа одного агрегата при установленной мощности с $N_{\text{мах}}$;
- работа одного агрегата при расчетной мощности с $N_{\text{расч}}$;
- работа одного агрегата при $N_{\text{мин}}$ и соответствующей ей мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}})}{900} - \sigma \cdot H + \Delta Z - 1,5, \quad (3.13)$$

где $B = 10,33$ м вод. ст. - барометрическое давление;

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

σ - коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

ΔZ - разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для РО $\Delta Z = B_0/2$.

$$Q = Q' \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}. \quad (3.14)$$

а) Работа одного агрегата с установленной мощностью при максимальном напоре.

На ГУХ турбины находим точку при отметке НПУ, соответствующую величине установленной мощности одного агрегата:

$$N_{1a} = 8,6 \cdot Q_a \cdot H_a, \quad (3.15)$$

$$N_{1a} = N_a \cdot 1 = 154,3 \cdot 1 = 154,3 \text{ МВт.} \quad (3.16)$$

Координаты точки:

$$Q'_1 = 1,14 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$H_{\max} = 41 \text{ м.}$$

Рассчитаем расход:

$$Q_1 = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_{\max}} = 1,14 \cdot 8,0^2 \cdot \sqrt{1,035 \cdot 41} = 475 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.17)$$

Пересчитаем точку в координаты n'_1 :

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\max} \cdot \Delta_1}} = \frac{154,3 \cdot 8,0}{\sqrt{41 \cdot 1,035}} = 77 \text{ об/мин.} \quad (3.18)$$

На главной универсальной характеристике турбины проводим линию $n'_1 = 77$ об/мин до пересечения с линией ограничения по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,138$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{НБ}}(Q_1) = 11,4$ м.

$$B_0 = \frac{B_{0\text{М}} \cdot D_{1\text{Н}}}{D_{1\text{М}}} = \frac{0,161 \cdot 8,0}{0,46} = 2,8 \text{ м.} \quad (3.19)$$

$$\Delta Z = \frac{B_0}{2} = \frac{2,8}{2} = 1,4 \text{ м} \quad (3.20)$$

Определяем высоту отсасывания для первого варианта расчета:

$$H_{s1} = 10,33 - \frac{11,4}{900} - 1,1 \cdot 0,138 \cdot 41 + 1,4 - 1,5 = 4,0 \text{ м.}$$

б) Работа одного агрегата с установленной мощностью при минимальном напоре:

На ГУХ турбины находим точку при минимальном напоре и соответствующей мощности на линии ограничения по пропускной способности турбины:

$$Q'_1 = 1,345 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$H_{\min} = 32,2 \text{ м.}$$

Рассчитаем расход:

$$Q_1 = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_{\min}} = 1,345 \cdot 8,0^2 \cdot \sqrt{1,035 \cdot 32,2} = 561 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.21)$$

Пересчитаем точку в координаты n'_1 :

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\min} \cdot \Delta_1}} = \frac{154,3 \cdot 8,0}{\sqrt{32,2 \cdot 1,035}} = 87 \text{ об/мин.} \quad (3.22)$$

На главной универсальной характеристике турбины проводим линию $n'_1 = 87$ об/мин, определяем $\sigma = 0,19$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{нб}}(Q_1) = 11,5$ м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_{s2} = 10,33 - \frac{11,5}{900} - 1,1 \cdot 0,19 \cdot 32,2 + 1,4 - 1,5 = 3,5 \text{ м.}$$

в) Работа одного агрегата с установленной мощностью при расчетном напоре.

На ГУХ турбины находим точку при отметке расчетном напоре, соответствующую величине установленной мощности одного агрегата:

$$Q'_1 = 1,350 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$H_p = 35,2 \text{ м.}$$

Рассчитаем расход:

$$Q_1 = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_{\min}} = 1,33 \cdot 8,0^2 \cdot \sqrt{1,035 \cdot 35,2} = 522 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.23)$$

Пересчитаем точку в координаты n'_1 :

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta_1}} = \frac{154,3 \cdot 8,0}{\sqrt{35,2 \cdot 1,035}} = 83 \text{ об/мин.} \quad (3.24)$$

На главной универсальной характеристике турбины проводим линию $n'_1 = 83$ об/мин, определяем $\sigma = 0,19$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{нб}}(Q_1) = 11,5$ м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_{s3} = 10,33 - \frac{11,5}{900} - 1,1 \cdot 0,19 \cdot 35,2 + 1,4 - 1,5 = 1,65 \text{ м.}$$

Расчеты сведем в таблицу 3.4.

Из всех полученных расчетных значений отметки рабочего колеса выбираем такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы. Окончательно принимаем гидротурбину РО45/820-В-800 $Z_{\text{р.к.}} = 12,65$ м при $H_s = +1,65$ м.

Таблица 3.4 – Расчет установки рабочего колеса гидротурбины РО45/820-В-800

Напор	Hmax=41м	Hр=35,2 м	Hmin=32,2 м
Δ	1,035	1,035	1,035
Q' , м3/с	1140	1345	1350
Q_1 , м3/с	475	561	522
$Z_{нб}(Q_1)$, м	11,4	11,5	11,5
n'_1 , об/мин	77	87	83
σ	0,138	0,19	0,19
H_s , м	4,0	3,5	1,65
$Z_{р.к.}$	15	14,5	12,65

3.4 Определение геометрических размеров проточной части

Геометрические размеры проточной части гидротурбины пересчитаем исходя из проточной части модельной турбины, при выбранном диаметре рабочего колеса $D_1 = 8,0$ м. Проточная часть гидротурбины РО45/820-представлена в Приложении Г.

3.5 Выбор гидрогенератора. Определение параметров и размеров гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным [2] серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная кажущаяся мощность:

$$S_H = \frac{N_{ген}}{\cos \varphi} = \frac{154,3}{0,9} = 171,4 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (3.25)$$

Расчетная мощность:

$$S_p = k S_H = 1,06 \cdot 171,4 = 182 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.26)$$

где k – коэффициент, зависящий в основном от $\cos \varphi$:

$\cos \varphi$	0,8	0,85	0,9	0,95	1
k	1,08	1,07	1,06	1,045	1

Число полюсов:

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{62,5} = 96. \quad (3.27)$$

Основные параметры генератора представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-1490/170-96

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	182
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	171,1
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	13,8
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	62,5
Исполнение	зонтичное		

3.6 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС.

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

По номограмме [3] определяется тип маслонапорной установки: МНУ 12,5/1– 40-12,5-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА 12,5/1-40 вместимостью 12,5 м³, состоящая из одного сосуда на давление 4 МПа=40 кгс/см².

Выбираем ЭГР-МП-150-4.

3.7 Выбор кранов

В машинном зале для монтажа и демонтажа основного гидросилового оборудования принимаем к установке 2 мостовых крана КМ-500/100/10. В качестве подъёмного механизма для плоских затворов отсасывающей трубы принимаем козловой кран ККС-40 т.

4 Состав и компоновка сооружений гидроузла

4.1 Определение максимального расчетного расхода

Расход воды заданной обеспеченности (формула 4.1):

$$Q_{P\%} = (\varphi_{P\%} \cdot C_V + 1) \cdot Q_{\text{ср.год}}, \quad (4.1)$$

где $\varphi_{P\%}$ – коэффициент отклонения ординат кривой обеспеченности среднеполоводных расходов от середины, определяемый в зависимости от коэффициента асимметрии C_S .

C_V – коэффициент вариации (формула 4.2);

$Q_{\text{ср.год}}$ – среднее значение паводковых расходов (таблица 4.1).

$$C_V = \sqrt{\frac{\sum(K_i - 1)^2}{n}}, \quad (4.2)$$

где K_i – модульный коэффициент (формула 4.3).

$$K_i = \frac{Q_{\text{max}.i}}{Q_{\text{ср.max}}}. \quad (4.3)$$

Коэффициент асимметрии (формула 4.4):

$$C_S = \frac{\sum(K - 1)^3}{n \cdot C_V^3}. \quad (4.4)$$

Результаты расчета представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.1 – Данные для вычисления параметров кривой обеспеченности средних годовых расходов воды р. Вятка за 1934-2013 гг.

$Q_{\text{max}}, \text{м}^3/\text{сек}$	K	K - 1	$(K - 1)^2$	$(K - 1)^3$	P, %
1	2	3	4	5	6
3573	1,809	0,809	0,655	0,530	1,23
3508	1,776	0,776	0,603	0,468	2,47
3495	1,770	0,770	0,592	0,456	3,70
3162	1,601	0,601	0,361	0,217	4,94
3145	1,592	0,592	0,351	0,208	6,17
2957	1,497	0,497	0,247	0,123	7,41
2934	1,486	0,486	0,236	0,114	8,64
2931	1,484	0,484	0,234	0,113	9,88
2752	1,393	0,393	0,155	0,061	11,11
2734	1,384	0,384	0,148	0,057	12,35
2674	1,354	0,354	0,125	0,044	13,58
2518	1,275	0,275	0,076	0,021	14,81

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6
2511	1,271	0,271	0,074	0,020	16,05
2471	1,251	0,251	0,063	0,016	17,28
2467	1,249	0,249	0,062	0,015	18,52
2380	1,205	0,205	0,042	0,009	19,75
2339	1,184	0,184	0,034	0,006	20,99
2334	1,182	0,182	0,033	0,006	22,22
2275	1,152	0,152	0,023	0,004	23,46
2214	1,121	0,121	0,015	0,002	24,69
2120	1,073	0,073	0,005	0,000	25,93
2104	1,065	0,065	0,004	0,000	27,16
2070	1,048	0,048	0,002	0,000	28,40
2069	1,048	0,048	0,002	0,000	29,63
2053	1,040	0,040	0,002	0,000	30,86
2025	1,025	0,025	0,001	0,000	32,10
2025	1,025	0,025	0,001	0,000	33,33
1970	0,997	-0,003	0,000	0,000	34,57
1967	0,996	-0,004	0,000	0,000	35,80
1966	0,995	-0,005	0,000	0,000	37,04
1951	0,988	-0,012	0,000	0,000	38,27
1941	0,983	-0,017	0,000	0,000	39,51
1934	0,979	-0,021	0,000	0,000	40,74
1928	0,976	-0,024	0,001	0,000	41,98
1918	0,971	-0,029	0,001	0,000	43,21
1907	0,966	-0,034	0,001	0,000	44,44
1899	0,962	-0,038	0,001	0,000	45,68
1880	0,952	-0,048	0,002	0,000	46,91
1874	0,949	-0,051	0,003	0,000	48,15
1865	0,944	-0,056	0,003	0,000	49,38
1863	0,943	-0,057	0,003	0,000	50,62
1859	0,941	-0,059	0,003	0,000	51,85
1849	0,936	-0,064	0,004	0,000	53,09
1811	0,917	-0,083	0,007	-0,001	54,32
1789	0,906	-0,094	0,009	-0,001	55,56
1781	0,902	-0,098	0,010	-0,001	56,79
1727	0,874	-0,126	0,016	-0,002	58,02
1703	0,862	-0,138	0,019	-0,003	59,26
1686	0,854	-0,146	0,021	-0,003	60,49
1681	0,851	-0,149	0,022	-0,003	61,73
1679	0,850	-0,150	0,022	-0,003	62,96
1675	0,848	-0,152	0,023	-0,004	64,20
1651	0,836	-0,164	0,027	-0,004	65,43
1637	0,829	-0,171	0,029	-0,005	66,67
1636	0,828	-0,172	0,029	-0,005	67,90
1626	0,823	-0,177	0,031	-0,006	69,14
1621	0,821	-0,179	0,032	-0,006	70,37
1607	0,814	-0,186	0,035	-0,006	71,60
1588	0,804	-0,196	0,038	-0,008	72,84
1579	0,800	-0,200	0,040	-0,008	74,07

Окончание таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6
1561	0,790	-0,210	0,044	-0,009	75,31
1558	0,789	-0,211	0,045	-0,009	76,54
1555	0,787	-0,213	0,045	-0,010	77,78
1553	0,786	-0,214	0,046	-0,010	79,01
1552	0,786	-0,214	0,046	-0,010	80,25
1551	0,785	-0,215	0,046	-0,010	81,48
1532	0,776	-0,224	0,050	-0,011	82,72
1531	0,775	-0,225	0,051	-0,011	83,95
1527	0,773	-0,227	0,051	-0,012	85,19
1479	0,749	-0,251	0,063	-0,016	86,42
1477	0,748	-0,252	0,064	-0,016	87,65
1460	0,739	-0,261	0,068	-0,018	88,89
1411	0,714	-0,286	0,082	-0,023	90,12
1401	0,709	-0,291	0,084	-0,025	91,36
1384	0,701	-0,299	0,090	-0,027	92,59
1377	0,697	-0,303	0,092	-0,028	93,83
1374	0,696	-0,304	0,093	-0,028	95,06
1345	0,681	-0,319	0,102	-0,032	96,30
1263	0,640	-0,360	0,130	-0,047	97,53
1219	0,617	-0,383	0,147	-0,056	98,77
Сумма					
-	80	0,0	6,02	2,014	-

Средний многолетний расход находим по формуле:

$$Q_{\text{ср.мах}} = \frac{\sum Q_i}{n} = 1975 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (4.5)$$

По данным таблицы 4.1 рассчитываем параметры C_V, C_S (формула 4.1 и 4.4):

$$C_V = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{6,02}{80}} = 0,274; \quad (4.6)$$

$$C_S = \frac{\sum(K-1)^3}{n \cdot C_V^3} = -\frac{2,014}{81 \cdot 0,274^3} = 1,22. \quad (4.7)$$

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициентов вариации:

По [4] видим, что данная ошибка незначительная для этого ряда.

Средняя квадратическая ошибка коэффициента асимметрии:

$$\delta_{C_S} = \pm \frac{\sqrt{6/n} \cdot \sqrt{1 + 6C_V^2 + 5C_V^4}}{C_S} \cdot 100\%, \quad (4.8)$$

$$\delta_{C_s} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{80}} \cdot \sqrt{1 + 6 \cdot 0,274^2 + 5 \cdot 0,274^4}}{1,22} \cdot 100\% = \pm 27,3 \%$$

По данным [4] ошибка $\pm 27,3 \%$ ниже среднего значения, поэтому коэффициент асимметрии оставляем расчетный.

Зная величины $Q_{\text{ср.год}} = 1795 \text{ м}^3/\text{с}$, $C_V = 0,274$, $C_S = 1,22$ вычислим теоретическую кривую обеспеченности средних годовых расходов воды. Результаты расчета представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Вычисление теоретической кривой обеспеченности средних годовых расходов воды

P, %	0,01	0,1	0,5	1	2	5	10	20	25	30
1	2	3	4		5	6	7	7	8	10
Ф или φ	6,454	4,838	3,676	3,162	2,628	2,314	1,924	1,34	0,726	0,52
$M_s = C_V \cdot \Phi$	1,77	1,33	1,01	0,87	0,72	0,63	0,53	0,37	0,20	0,14
$K_s = M_s + 1$	2,77	2,33	2,01	1,87	1,72	1,63	1,53	1,37	1,20	1,14
$Q = Q_{\text{ср}} \cdot K_s$	5471	4595	3966	3688	3398	3228	3017	2701	2368	2257

Продолжение таблицы 4.2

P, %	40	50	60	70	75	80	90	95	97	99
1	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ф или φ	0,046	-0,194	-0,42	-0,63	-0,74	-0,84	-1,076	-1,232	-1,318	-1,438
$M_s = C_V \cdot \Phi$	0,01	-0,05	-0,12	-0,17	-0,20	-0,23	-0,30	-0,34	-0,36	-0,39
$K_s = M_s + 1$	1,01	0,95	0,88	0,83	0,80	0,77	0,70	0,66	0,64	0,61
$Q = Q_{\text{ср}} \cdot K_s$	2000	1870	1747	1634	1574	1520	1392	1308	1261	1196

Теоретическая и практическая кривые обеспеченности паводковых расходов представлены на рисунке 4.1.

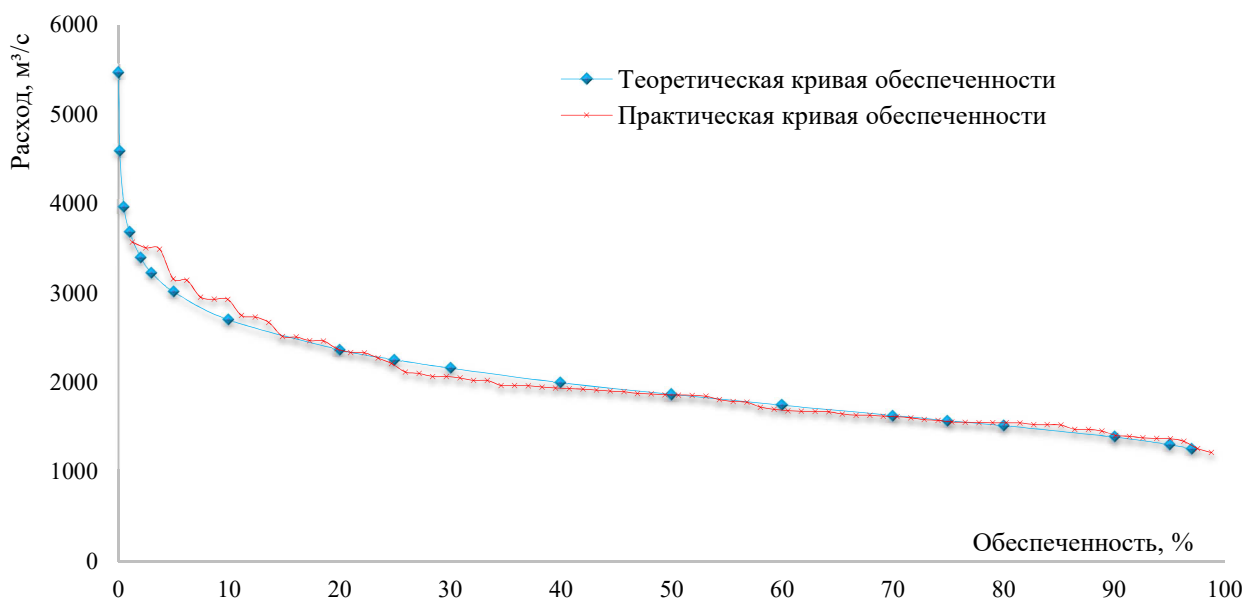


Рисунок 4.1 - Теоретическая и практическая кривые обеспеченности паводковых расходов

4.2 Состав и компоновка сооружения гидроузла. Основные решения

Проектируемый речной гидроузел имеет энергетическое назначение. Сооружения размещаются в широком створе, длина створа по гребню составляет около 594 м. Для данных геологических условий будет целесообразным строительство гидроузла русловой компоновки.

В состав гидроузла входят:

- 1) водосбросная плотина гравитационного типа;
- 2) станционная плотина;
- 3) приплотинное здание ГЭС;
- 4) глухая бетонная плотина между водосливной и станционной плотинами;
- 5) правобережная глухая бетонная плотина;
- 6) левобережная земляная насыпная плотина;
- 7) служебно-технологический корпус (СТК);
- 8) КРУЭ.

4.3 Определение класса гидротехнических сооружений

Гидротехнические сооружения в зависимости от их высоты и типа грунтов основания, социально экономической ответственности и последствий возможных гидродинамических аварий подразделяются на классы. Класс сооружения назначается в соответствии с Постановлением РФ №986 от 02.11.2013 г «О классификации гидротехнических сооружений» [5].

Класс основных гидротехнических сооружений проектируемого гидроузла, следует предварительно определить по сооружению, отнесенному к более высокому классу по параметрам, указанным в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Определение класса гидротехнических сооружений

Параметр	По [5]	Исходная величина	Класс сооружения
1	2	3	4
1 Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований			
1.1 Плотины бетонные, железобетонные			
а) Высота плотины, м	Более 50	53,6	I
б) Грунты основания	крупнообломочные	крупнообломочные	
1.2 Плотины из грунтовых материалов			
а) Высота плотины, м	от 35 до 65	53,6	II
б) Грунты основания	крупнообломочные	крупнообломочные	
2 Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их назначения и условий эксплуатации			
2.1 Установленная мощность, МВт	от 300 до 1000	617	II
2.2 Подпорные сооружения мелиоративных гидроузлов при объеме водохранилища, млн. м ³	св.1000	26600	I

По графе 4 таблицы 4.3 принимаем I класс гидротехнических сооружений.

Сооружения I класса должно быть рассчитано на пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 0,01 %. Размеры водосливных отверстий и их число определяется по данным расчетного случая (пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 0,1 %).

Расходы воды заданной обеспеченности по таблице 4.2 будет равны:

$$Q_{0,01\%} = 5471 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{0,1\%} = 4595 \text{ м}^3/\text{с}.$$

4.4 Проектирование сооружений напорного фронта

Проектируемая бетонная водосливная плотина имеет I класс гидротехнического сооружения. Следовательно, при основном сочетании нагрузок обеспеченность принимаем равной 0,1 %, а при поверочном случае – 0,01% [6, табл. 2].

Данные для дальнейшего расчета представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Данные для расчета основного и поверочного расчетного случая

Случай	Расход Q, м ³ /с	Отметка УВБ, м	Отметка УНБ, м
1 Основной (0,1% обеспеченность)	$Q_{\text{осн.мах}} = 4595$	$\nabla\text{НПУ} = 53$	$\nabla\text{УНБ}_{\text{осн}} = 16,0$
2 Поверочный (0,01% обеспеченность)	$Q_{\text{повер.мах}} = 5471$	$\nabla\text{ФПУ} = 54$	$\nabla\text{УНБ}_{\text{мах}} = 16,1$

Гидравлический расчет выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани и сопряжения ее с водобоем, форму сопряжения бьефов, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ [7].

4.5 Гидравлические расчеты

4.5.1 Определение ширины водосливного фронта

Расход через водосливную плотину Q_p при основном расчетном случае будет равен

$$Q_p = Q_{\text{осн.мах.}} - Q_{\text{ГЭС}}, \quad (4.9)$$

где $Q_{\text{осн.мах.}}$ – расчетный максимальный расход для основного случая с учетом трансформации его водохранилищем;

$Q_{\text{ГЭС}}$ – расход через ГЭС.

Количество агрегатов участвующих в пропуске расчетных расходов при числе агрегатов меньше $n \leq 6$ (в нашем случае $n=4$) должно быть не более $(n-1)$:

$$Q_{\text{ГЭС}} = (n - 1)Q_{\text{через 1 агрегат}} = (4 - 1)475 = 1425 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (4.10)$$

$$Q_p = 4595 - 1425 = 3170 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Удельный расход на водосливе равен

$$q_v = 1,25q_{\text{рисб}}, \quad (4.11)$$

где q_p – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_p]h_{\text{нб}}, \quad (4.12)$$

где $h_{\text{нб}}$ – глубина в нижнем бьефе при максимальном основном расходе.

$$h_{\text{нб}} = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{осн}}} - \nabla_{\text{дно}} = 16 - 10 = 6 \text{ м}, \quad (4.13)$$

где $[v_p]$ – допустимая скорость на рисберме, для гравийно-песчаного основания равна 3,5 м/с.

$$q_p = 3,5 \cdot 6 = 21 \text{ м}^2/\text{с}.$$

$$q_v = 1,25 \cdot 21 = 26,3 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = Q_p/q_v = 3170/26,3 = 120,8 \text{ м}. \quad (4.14)$$

Для определения количества водосбросных пролетов зададимся стандартной шириной пролета $b = 14$ м, тогда водосливных отверстий:

$$n = B/b = 120,8/14 = 8,6. \quad (4.15)$$

Принимаем $n=9$ водосбросных пролетов шириной по 14 м. Бык примем разрезным, его ширина $d = 5$ м (толщина полубыка 2,5 м). Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = n \cdot b = 9 \cdot 14 = 126 \text{ м}. \quad (4.16)$$

Т.к. количество водосливных пролетов больше 6-ти требуется устройство дополнительного пролета.

Тогда

$$B_0 = b \cdot (n + 1) = 14 \cdot (9 + 1) = 140 \text{ м.} \quad (4.17)$$

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_{\text{полн}} = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_{\delta} = 14 \cdot 10 + (10 - 1) \cdot 5 = 185 \text{ м.} \quad (4.18)$$

Удельный расход через плотину:

$$q_{\text{в}} = \frac{Q_{\text{р}}}{B_0} = \frac{3170}{140} = 22,6 \text{ м}^2/\text{с.} \quad (4.19)$$

4.5.2 Определение отметки гребня водослива

Пропуск расчетного расхода воды для основного расчетного случая должен обеспечиваться при НПУ через все водопропускные сооружения при полном их открытии, исключив один пролет.

Полный напор на водосливе H определяем методом последовательных приближений, используя формулу водослива. В первом приближении определяем полный напор H_{01} без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива.

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{р}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.20)$$

где m – коэффициент расхода, для профиля оголовка без вакуумной водосливной стенки типа $m \approx 0,49$.

$$H_{01} = \left(\frac{3170}{0,49 \cdot 126 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,1 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{р}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.21)$$

где ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа;

$\sigma_{\text{п}}$ – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и $\sigma_{\text{п}} = 1$;

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi + (n - 1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (4.22)$$

где $\xi = 0,70$ – коэффициент, учитывающий форму быковых устоев в плане (полукруглая) [8, рис.6-10];

$\xi_0 = 0,3$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане [8, табл.6-8];

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{0,7 + (9 - 1) \cdot 0,30}{9} \cdot \frac{5,1}{14} = 0,965.$$

$$H_{02} = \left(\frac{3170}{0,49 \cdot 0,965 \cdot 1 \cdot 126 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,24 \text{ м.}$$

Определим геометрический напор на водосливе и округлим его до ближайшего стандартного:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha_0 v_0^2}{2g}, \quad (4.23)$$

где $\alpha_0 = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;

v_0 – скорость подхода потока к плотине, равная:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1)\delta_6)}, \quad (4.24)$$

$$v_0 = \frac{3170}{(53 - 10) \cdot (126 + (9 - 1) \cdot 5)} = 0,44 \text{ м/с.}$$

$$H = 5,24 - \frac{1,1 \cdot 0,44^2}{2 \cdot 9,81} = 5,23 \text{ м.}$$

Определённый геометрический напор округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{\text{ст}} = 5,5 \text{ м.}$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 53 - 5,5 = 47,5 \text{ м.} \quad (4.25)$$

Рассчитаем отметку ГБ по формуле:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ст} = 47,5 + 1,6 \cdot 5,5 = 56,3 \text{ м.} \quad (4.26)$$

4.5.3 Проверка на пропуск расхода при поверочном расчетном случае

Пропуск поверочного расхода воды должен осуществляться при наивысшем обоснованном форсированном подпорном уровне.

Поверочный расход через водосливную плотину:

$$Q_{р.пов} = Q_{max.повер} - Q_{ГЭС} - Q_c = 5471 - 1425 = 4046 \text{ м,} \quad (4.27)$$

где $Q_{max.повер}$ – максимальный поверочный расход;

Q_c – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла ($Q_c = 0$).

В первом приближении определяем напор $H_{01}^{пов}$ без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01}^{пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4046}{0,49 \cdot 140 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,62 \text{ м.} \quad (4.28)$$

Во втором приближении определим напор $H_{02}^{пов}$ с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02}^{пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m_{пов} \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.29)$$

где $m_{пов}$ – коэффициент расхода для поверочного случая, определяемый по формуле:

$$m_{пов} = m \left[0,805 + 0,245 \frac{H}{H_{стан}} - 0,05 \left(\frac{H}{H_{стан}} \right)^2 \right], \quad (4.30)$$

$$m_{пов} = 0,49 \cdot \left[0,805 + 0,245 \cdot \frac{5,62}{6} - 0,05 \cdot \left(\frac{5,62}{6} \right)^2 \right] = 0,485.$$

$$H_{02}^{пов} = \left(\frac{4046}{0,49 \cdot 0,965 \cdot 1 \cdot 140 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,79 \text{ м.}$$

Определим геометрический напор на водосливе:

$$H_{пов} = H_{02}^{пов} - \frac{\alpha_0 v_{0пов}^2}{2g}, \quad (4.31)$$

где $\alpha_0 = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;
 $v_{0\text{ пов}}$ – скорость подхода потока к плотине, равная

$$v_{0\text{ пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n - 1)\delta_6)}, \quad (4.32)$$

$$v_{0\text{ пов}} = \frac{4046}{(54 - 0) \cdot (140 + (10 - 1) \cdot 5)} = 0,39 \text{ м/с.}$$

$$H_{\text{пов}} = 5,79 - \frac{1,1 \cdot 0,39^2}{2 \cdot 9,81} = 5,78 \text{ м.}$$

Проверим, не превышает заданная отметка $\nabla\text{ФПУ} = 54\text{м}$ при таком напоре:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 47,5 + 5,78 = 52,78 \text{ м} < 54 \text{ м.} \quad (4.33)$$

Отметка ФПУ не превышает заданный уровень, следовательно, $\nabla\text{ФПУ}$ остается без изменений.

4.6 Определение отметки гребня плотины

4.4.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня грунтовой плотины (ГГП) принимаем наибольшую рассчитанную по двум формулам:

$$\nabla\text{ГГП}_1 = \nabla\text{НПУ} + h_s; \quad (4.34)$$

$$\nabla\text{ГГП}_2 = \nabla\text{ФПУ} + h_s, \quad (4.35)$$

где h_s – превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в ВБ:

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (4.36)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – величина запаса, для I класса сооружений $a = 0,5 \text{ м}$.

Элементы ветровых волн и высоту ветрового нагона определяют согласно [9]. Для наглядности, будем проводить расчет для двух случаев: при отметке НПУ (расчетные данные будут иметь индекс 1) и при ФПУ (расчетные данные будут иметь индекс 2).

Высота ветрового нагона:

$$\Delta h_{set} = K_w \frac{v_w^2 \cdot L}{gd} \cos \alpha, \quad (4.37)$$

где K_w – коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости;
 v_w – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;
 L – длина разгона волны;
 α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра ($\alpha = 0$);
 d – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

За расчетную скорость принимаем скорость ветра для заданного района строительства на высоте 10 м над поверхностью земли. Для скорости ветра $V_{w1} = 18$ м/с коэффициент $K_{w1} = 1,92 \cdot 10^{-6}$. Для скорости ветра $V_{w2} = 10$ м/с коэффициент $K_{w2} = 1,2 \cdot 10^{-6}$. Длина разгона волны определяется по плану водохранилища с учетом розы ветров: $L_1 = 17800$ м, $L_2 = 14000$ м. Период развития волн на водохранилище $t = 6\text{ч} = 21600$ с.

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d_1 = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{53 - 10}{2} = 21,5 \text{ м.} \quad (4.38)$$

$$d_2 = \frac{\nabla_{ФПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{54 - 10}{2} = 22 \text{ м.} \quad (4.39)$$

Для расчета элементов волн при основном сочетании нагрузок и воздействий (при НПУ) обеспеченность расчетной скорости ветра составляет для сооружений – 2%. Для расчета элементов волн при особом сочетании нагрузок и воздействий (при ФПУ) обеспеченность расчетной скорости ветра для сооружений принимается 20%. Для определения высоты волны вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{v_w^2}; \quad (4.40)$$

$$\frac{g \cdot t}{v_w}. \quad (4.41)$$

Далее из графика [9, рис.А.1] по верхней огибающей кривой для глубоководной зоны ($d > 0,5\bar{\lambda}_d$) и значениям (4.37) и (4.38) определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$. Используя меньшие полученные значения, вычислим средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h} .

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi}. \quad (4.42)$$

Определим высоту волну 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i, \quad (4.43)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику [5, рис. А.2] в зависимости от значения $\frac{gL}{v_w^2}$.

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

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%}, \quad (4.44)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по [7, табл. 6];

k_{sp} – коэффициент, принимаемый по [9, табл. 7];

k_{run} – коэффициент, принимаемый по графикам [9, рис.10] в зависимости от пологости волны $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$ на глубокой воде.

Результаты расчета по формулам (4.31) - (4.41) и коэффициенты сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчета отметки гребня грунтовой плотины для основного и особого сочетания нагрузок

Параметр		При основном сочетании нагрузок		При особом сочетании нагрузок	
1		2		3	
$d, \text{ м}$		21,5		22	
при $\frac{gL}{v_w^2}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2}$	538,9	0,036	1373	0,05
	$\frac{g \cdot \bar{T}}{v_w}$		2,4		3,0
при $\frac{gt}{v_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2}$	11772	0,08	21190	0,10
	$\frac{g \cdot \bar{T}}{v_w}$		4		4,6
$\bar{h}, \text{ м}$		1,12		0,51	
$\bar{T}, \text{ с}$		4,4		3,06	
$\bar{\lambda}_d, \text{ м}$		30,3		14,6	
$d > 0,5\bar{\lambda}_d$ - глубоководная зона		21,5 > 15,1		22 > 7,3	
k_i		2,1		2,12	
$h_{1\%}, \text{ м}$		2,5		1,08	

Окончание таблицы 4.5

1	2	3
k_r	1	1
k_p	0,9	0,9
k_{sp}	1,4	1,4
k_{run}	1,5	1,5
$h_{run1\%}, \text{ м}$	4,7	2,04
$\Delta h_{set}, \text{ м}$	0,052	0,01
$h_s, \text{ м}$	5,6	2,85
$\nabla \text{ГП}$	58,3	55,3

4.4.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня плотины (ГП) находим по формулам:

$$\nabla \text{ГП}_1 = \nabla \text{НПУ} + h_{1\%} + a; \quad (4.45)$$

$$\nabla \text{ГП}_2 = \nabla \text{ФПУ} + h_{1\%} + a, \quad (4.46)$$

где $h_{1\%}$ – высота волн 1% обеспеченности;

a – величина запаса, для I класса сооружений $a = 0,8$ м.

Результаты расчета по формулам (4.27) - (4.28) сведены в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Результаты расчета отметки гребня бетонной плотины для основного и особого сочетания нагрузок

Параметр	При основном сочетании	При особом сочетании
	нагрузок	нагрузок
1	2	3
$h_{1\%}, \text{ м}$ (формула 4.40)	2,5	1,08
$\nabla \text{ГП}, \text{ м}$	56,3	55,9

Следовательно, по рассчитанным данным раздела 4.4.1-4.4.2 окончательно принимаем наибольшее значение $\nabla \text{ГП} = 58,3$ м.

4.7 Определение формы водосливной поверхности

Используя данные таблицы стенки Кригера - Офицера [8, табл. 6-12] составим таблицу для оголовка водослива типа А, умножив данные исходной таблицы на $H_{ст} = 5,5$ м (таблица 4.7).

Таблица 4.7 – Приведённые координаты оголовка без вакуумного водослива с оголовком профиля А

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	2	3	4	5	6
1	0,00	0,69	21	11,00	6,79
2	0,55	0,20	22	11,55	7,53
3	1,10	0,04	23	12,10	8,29
4	1,65	0,00	24	12,65	9,09
5	2,20	0,03	25	13,20	10,07
6	2,75	0,15	26	13,75	10,78
7	3,30	0,33	27	14,30	11,67
8	3,85	0,55	28	14,85	12,59
9	4,40	0,80	29	15,40	13,54
10	4,95	1,09	30	15,95	14,52
11	5,50	1,41	31	16,50	15,53
12	6,05	1,77	32	17,05	16,57
13	6,60	2,17	33	17,60	17,64
14	7,15	2,61	34	18,15	18,74
15	7,70	3,10	35	18,70	19,85
16	8,25	3,64	36	19,25	21,00
17	8,80	4,20	37	19,80	22,17
18	9,35	4,80	38	20,35	23,37
19	9,90	5,43	39	20,90	24,59
20	10,45	6,09	40	21,45	25,84

Очертание гребня водосливной плотины представлено на рисунке 4.2.

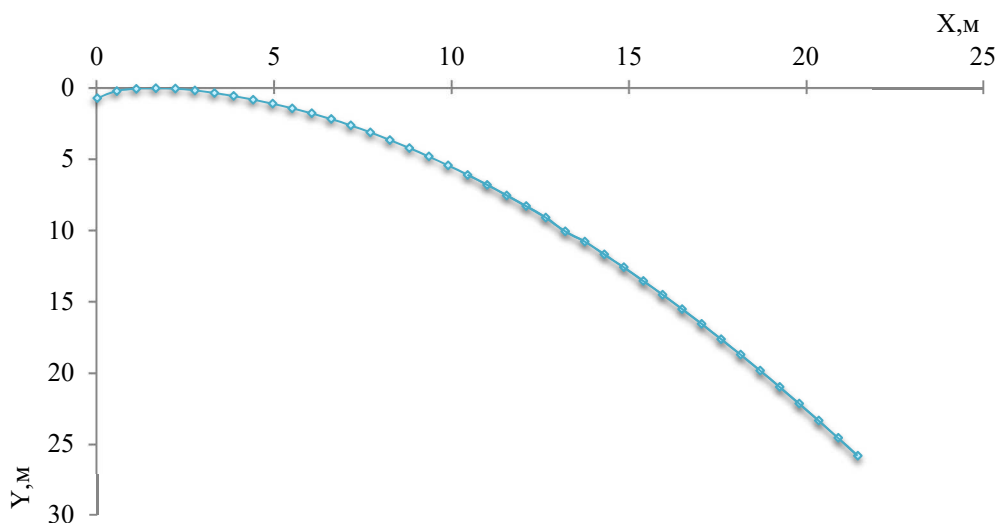


Рисунок 4.2 – Очертание гребня водосливной плотины

4.8 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

При устройстве плотины необходимо рассчитать глубину в сжатом сечении h_c для определения второй сопряженной глубины h_c'' , которую следует

сравнить с бытовой глубиной в нижнем бьефе $h_{нб}$ и по их отношению определить тип сопряжения бьефов (тип гидравлического прыжка).

От сопряжения бьефов зависит наличие гасителей энергии потока в нижнем бьефе. Возможны три случая сопряжения бьефов:

-прыжок у сжатого сечения $h'_c = h_{нб}$;

-затопленный прыжок $h'_c < h_{нб}$;

-отогнанный прыжок $h'_c > h_{нб}$,

где $h_{нб}$ – глубина в нижнем бьефе;

h'_c – сопряженная глубина с глубиной в сжатом сечении.

Предварительно рассчитаем критическую глубину потока при полном открытии всех отверстии:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{B_{полн}^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 3170}{185^2 \cdot 9,81}} = 3,2 \text{ м.} \quad (4.47)$$

Найдем полную удельную энергию перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 53 - 10 = 43. \quad (4.48)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{43}{3,2} = 13,4. \quad (4.49)$$

По графику М.Д. Чертоусова [4, рис.9.55] в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 0,90$ и ξ_{T_0} определяем $\xi_c = 0,22$ и $\xi''_c = 2,93$.

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,22 \cdot 3,2 = 0,7 \text{ м.} \quad (4.50)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,93 \cdot 3,2 = 9,4 \text{ м.} \quad (4.51)$$

Получаем $9,4 > 6,0$ м, следовательно, прыжок отогнанный и необходима установка гасителей энергии воды.

Для гашения кинетической энергии в нижнем бьефе рассчитаем водобойную стенку.

Считаем, что водобойная стенка образует подтопленный водослив, тогда получаем следующее.

Напор над водобойной стенкой:

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2}; \quad (4.52)$$

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{17,1}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 17,1^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 9,4)^2} = 3,8 \text{ м.}$$

Высота водобойной стенки $h_{\text{ст}}$:

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h_c'' - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 9,4 - 3,8 = 6,5 \text{ м.} \quad (4.53)$$

Проверяем условие сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} = 6,5 + 3,8 = 10,33 \text{ м.} \quad (4.54)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{10,33}{3,2} = 3,2. \quad (4.55)$$

По графику М.Д. Чертоусова [4] в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 0,9$ и ξ_{T_0} определяем $\xi_c = 0,48$ и $\xi_c'' = 0,85$.

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,48 \cdot 3,2 = 1,5 \text{ м.} \quad (4.56)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{\text{кр}} = 1,85 \cdot 3,2 = 2,7 \text{ м.} \quad (4.57)$$

Так как $h_c'' < h_{\text{НБ}}$ – сопряжение происходит по типу затопленного прыжка.

Для определения длины свободного незатопленного прыжка $l_{\text{нр}}$ можно воспользоваться формулой Павловского для прямоугольного сечения потока за водосливом:

$$l_{\text{нр}} = 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 2,7 - 1,5) = 42,8 \text{ м.} \quad (4.58)$$

Длина водобоя:

$$l_{\text{в}} = (0,8 \div 1)l_{\text{нр}} = (0,8 \div 1) \cdot 42,8 = 38 \text{ м.} \quad (4.59)$$

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_{\text{в}} = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c}, \quad (4.60)$$

где v_c и h_c – соответственно скорость и глубина в сжатом сечении.
Скорость в сжатом сечении равна:

$$v_c = \frac{Q_p}{B h'_c} = \frac{3170}{185 \cdot 0,7} = 24,3 \text{ м/с}; \quad (4.61)$$

$$\delta_b = 0,15 \cdot 24,3 \cdot \sqrt{0,7} \approx 3 \text{ м.}$$

4.9 Конструирование плотины

4.9.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нем недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяем ширину подошвы плотины B'_n :

$$B'_n = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (4.62)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей, принимаемый 0,5:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}}. \quad (4.63)$$

Отметка подошвы плотины (с зубом) равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_b + (2 \div 3)) = 10 - 6 = 4 \text{ м}; \quad (4.64)$$

$$h = 53 - 4 = 49 \text{ м.}$$

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяем ширину подошвы плотины B_n^{II} :

$$B_n'' = \frac{\gamma_n h}{\operatorname{tg}\varphi \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (4.65)$$

где φ – коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый 0,65;
 $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения.

Задаваясь различными n , несколько раз определяем B_n по двум формулам таблица 4.1, и строим графики зависимости $B_n = f(n)$ рисунок 4.3. Точка пересечения графиков определит расчетную ширину подошвы.

Таблица 4.8 – Вычисленные значения расчетов для зависимости $B_n = f(n)$

n	B_n^I	B_n^{II}
0,2	36,73	44,87
0,3	37,69	42,83
0,4	38,98	40,97
0,5	40,69	39,26
0,6	42,98	37,69
0,7	46,10	36,24
0,8	50,54	34,90
0,9	57,35	33,65
1	69,30	32,49

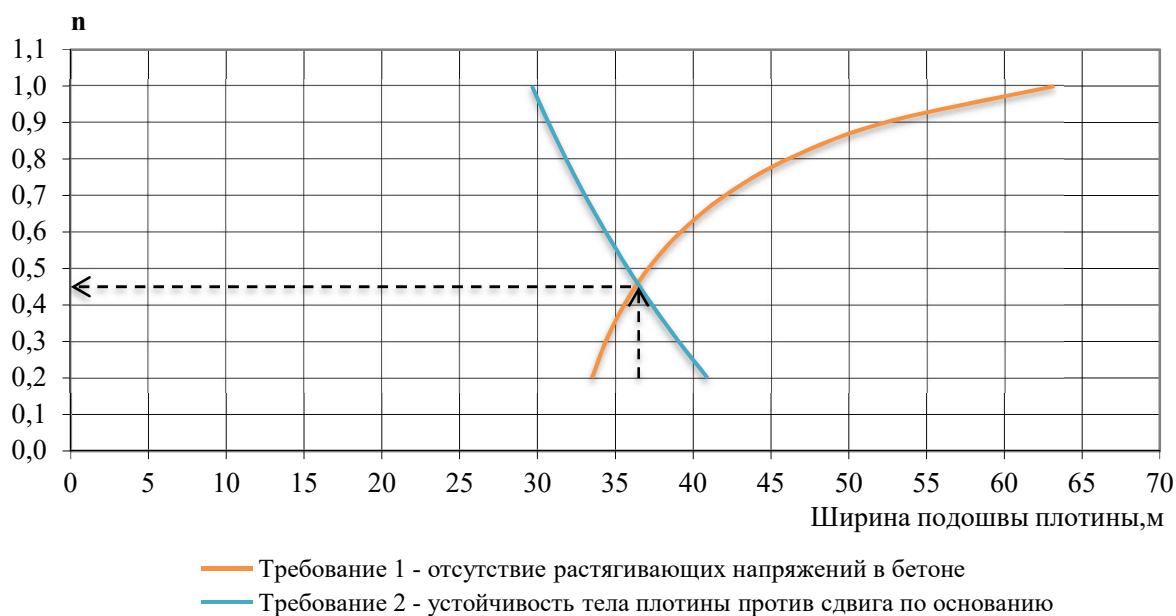


Рисунок 4.3 – Определение ширины подошвы плотины

В пересечении $n=0,45$. Принимаем ширину подошвы $B=39,2$ м.

4.9.2 Разрезка бетонных плотин швами

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

Размеры секций плотин и блоков бетонирования следует определять в зависимости от:

- вида и высоты плотин, размера секции здания ГЭС, а также расположения в плотинах водопропускных отверстий, в том числе турбинных водоводов;
- методов возведения плотины;
- формы поперечного сечения русла;
- геологического строения и деформируемости основания плотины;
- климатических условий района строительства.

В плотинах на нескальном основании разрезку швами в основном производят по осям бычков, во избежание возможности заклинивания затворов. Расстояние между температурно-осадочными швами примем 19 м.

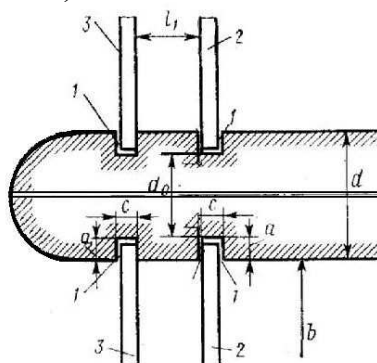
4.9.3 Быки

Быки служат опорами для затворов, мостов (служебных и транзитных) и стационарных подъемных механизмов.

Форма быков в плане со стороны ВБ должна быть плавной. Толщину ранее приняли 5 м. Минимальная толщина между пазами 2,5 м.

В нижнем бьефе отметку верха уступа быка принимаем на 2 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа.

Из условий прочности и производства работ толщина низового прошейка $d_0 \geq 0,8$ м, принимаю $d_0 = 1,5$ м; полная толщина $d \geq 2$ (обычно 2-6 м), принимаю $d = 5$; бык разрезан по оси швом, а $\approx c \approx 0,5$ м; l_1 назначают исходя из условий выполнения работ по ремонту рабочего затвора (не менее 1,0-1,5 м), принимаю $l_1 = 1$ м (рисунок 4.4).



1 – паз для ремонтного или аварийного затвора; 2 – рабочий затвор;
3 - ремонтный затвор

Рисунок 4.4 – Схема верха быка

4.9.4 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;
- для опоры затворов и мостов.

На проектируемом гидроузле будет устраиваться: сопрягающий устой между водосливной и грунтовой плотиной; сопрягающий устой между зданием ГЭС и грунтовой плотиной; отдельный устой, между водосливом и зданием ГЭС.

4.9.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций следует назначать шириной не менее 1,5 м в нашем случае 3 м, высотой – не менее 2,5, примем 4 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа, а также до верхней грани продольной галереи следует назначать не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a = \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{24,4 \cdot 1,25}{25} = 1,2 \text{ м}, \quad (4.66)$$

где H_d – напор над расчетным сечением (Приложение Д).

4.10 Назначение размеров основных элементов плотины

Бетонные водосбросные плотины на нескальном основании, как правило, имеют следующие основные элементы: фундаментную плиту, водосливную грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, водобой и рисберму с ковшом, противофильтрационные устройства (понур, шпунты, буробетонные стенки, зубья, противофильтрационные завесы), дренажи в теле плотины и в основании.

4.10.1 Понур

Назначение понура – уменьшать фильтрационный расход и снижать противофильтрационное давление в основании плотины путем удлинения

путей фильтрации.

Устраиваем глинистый понур. В сечении у плотины примем 4,5 м, в конце понура 0,5 м и согласно п.9.30 [10] принимаем пригрузку понура крупным песком толщиной 1 м и предохраняем его от размыва креплением в виде бетонных плит 5×5 м, толщиной 0,5 м с гидроизоляционным покрытием сверху из битума.

Толщина понура в сечении у плотины $\delta_{\text{п}}$ определяется из условия:

$$\delta_{\text{п}} \geq \frac{\Delta H}{J_{\text{доп}}} = \frac{24,4}{6} = 4,1 \text{ м}, \quad (4.67)$$

где ΔH – потери напора от начала подземного контура до рассматриваемого вертикального сечения понура;

$J_{\text{доп}}$ – допускаемый градиент фильтрационного потока для глинистого понура $J_{\text{доп}} = 6$.

Длину глинистого понура принимаем равным:

$$l = (1 \div 1,5)H = (1 \div 1,5)42 = (42 \div 63) = 52 \text{ м}. \quad (4.68)$$

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 53 - 11 = 42 \text{ м}. \quad (4.69)$$

4.10.2 Шпунтовые стенки

Шпунтовые стенки, завесы и зубья – вертикальные противофильтрационные элементы, предназначенные для снижения фильтрационного давления на подошву плотины и снижения градиента потока над сооружением.

Основание нескальное, принимаем шпунтовую схему подземного контура.

Примем железобетонные шпунтовые стенки толщиной 10 см, их преимуществом является малая водопроницаемость. В нашем случае глубина залегания водоупора более 22 м, следовательно, противофильтрационную преграду примем «висячими» т.е. не достигающими водоупора. Шпунт устраиваем у верхней грани тела плотины длиной 20 м.

4.10.3 Дренажные устройства

Для отвода профильтровавшейся воды, снятия фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения грунта основания под сооружением устраивают дренажи.

Выполняются дренажи из грунтового материала с повышенным коэффициентом фильтрации по отношению к контактирующему с ним грунту. В последнее время в качестве дренажа используют пористый бетон и минеральные волокнистые материалы.

Устраиваем двухслойный пластовый дренаж под водобоем и рисбермой. Минимальная толщина дренажей принимается по конструктивным и производственным соображениям 0,2 м. Суммарная толщина дренажа не более 1,5 м.

4.11 Конструктивные элементы нижнего бьефа

4.11.1 Водобой

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты. Толщина водобоя 3 м и длина 38 м. Плиты укладываются на обратный фильтр, для предотвращения засорения дренажных колодцев (из каменной наброски), толщиной 0,3 м. Плиты расположены в шахматном порядке. Размер плит в плане 9,5×9,5 м.

4.11.2 Рисберма

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняем из железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Вес конструкций рисбермы по течению должен постепенно уменьшаться, это достигается уменьшением толщины плит. Толщину плиты первого ряда принимаем равной 2,7 м, далее по потоку уменьшаем толщину до 0,5 м, под плитами устраиваем обратный фильтр.

Плиты бетонируют на месте, выполняют их квадратными размером 9,5х9,5 м. Плиты имеют дренажные отверстия 0,15 м.

Длина рисбермы:

$$l_p = (1 \div 2)l_b = (1 \div 2)38 = 38 \text{ м.} \quad (4.70)$$

4.11.3 Ковш

Концевой участок рисбермы устраиваем в виде ковша, предназначенный для защиты рисбермы от подмыва с заложением внутреннего откоса $m = 1:4$ и с заложением внешнего откоса $m = 1:2$. На дно ковша укладываем слой отсыпки камня. Конструкция ковша представлена на рисунке 4.5.

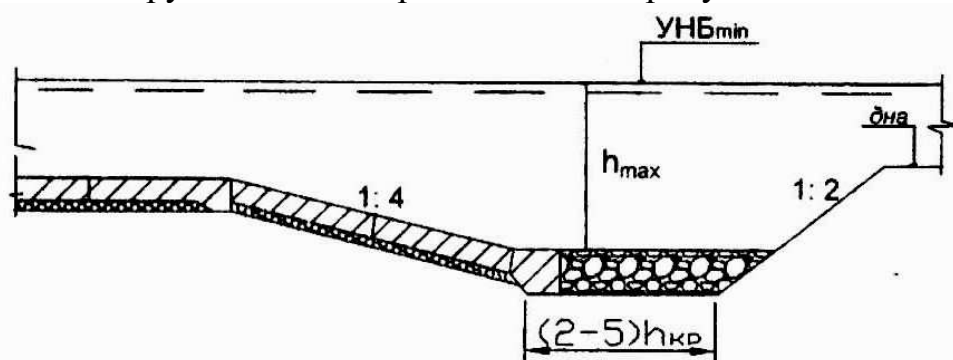


Рисунок 4.5 – Концевой участок рисбермы

Глубина ковша в месте наибольшего размыва определяется по формуле:

$$h_{max} = K_p \sqrt{\frac{q_p}{v_n}} = 1,1 \cdot \sqrt{\frac{17,1}{1,7}} = 3,5 \text{ м}, \quad (4.71)$$

где K_p – коэффициент, зависящий от условий размыва (1,05 – 1,1);
 v_n – неразмывающая скорость течения потока для грунта дна реки, для гравийно – песчанного грунта $v_n = 1,7$ м/с.

Общая длина послепрыжкового участка (рисбермы с ковшом) не должна превышать величины по рекомендации М.С. Вызго:

$$l_{nn} = \frac{0,4}{n} \cdot h_c'' = \frac{0,4}{0,025} \cdot 9,4 = 150,4 \text{ м}, \quad (4.72)$$

где n – коэффициент шероховатости русла, принимаемый 0,025.

4.12 Фильтрационный расчет

Фильтрационные расчеты производят с целью обоснования размеров и очертания подземного контура, определения величины фильтрационного давления на флутбет, определения градиентов и скоростей фильтрационного потока при выходе его в нижний бьеф.

Расчет проводится для основного случая в верхнем бьефе $\nabla_{НПУ}$, в нижнем – $\nabla_{УНБ_{min}}$ (соответствует $Q_{сан}$).

Для проведения фильтрационных и статических расчетов плотина со всеми ее элементами вычерчивается в масштабе. За непроницаемую часть контура принимается длина линий тока от начала понура до первого дренажа у начала водобойной плиты. Параметры фильтрационного потока определяются с помощью схемы (Приложение А и Б).

На прямой последовательно откладываем длины элементов подземного контура. Крайние отрезки достраиваем на величину $0,44 \cdot T_{cp}$, где T_{cp} – среднее расстояние до водоупора, таким образом, учитываем дополнительные потери на вход и на выход.

Так как в основании под плотиной гравийно-песчаный грунт, необходимо определить расчетную глубину залегания водоупора T_p .

Длина проекции подземного контура на горизонталь:

$$l_0 = l_{пон.} + l_{под.} = 52 + 39,3 = 91,3 \text{ м}. \quad (4.73)$$

Длина проекции подземного контура на вертикаль:

$$S_0 = \nabla_{дна} - \nabla_{шпунта} = 10 - (-16) = 26 \text{ м}. \quad (4.74)$$

$$\frac{l_0}{S_0} = \frac{91,3}{26} = 3,5. \quad (4.75)$$

Рассчитанное соотношение по формуле (4.74) находится в пределах от 3,5 до 5, тогда $T_{\text{акт}}$ по таблице 4.1 [7] равно:

$$T_a = 2,5 S_0 = 2,5 \cdot 26 = 65 \text{ м.} \quad (4.76)$$

Т.к. $T_d > T_a$, принимается $T_p = T_a$.

Средняя глубина залегания водоупора:

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_1 + T_2 + T_3 + T_4}{4} = \frac{65 + 62,33 + 60 + 59}{4} = 61,6 \text{ м.} \quad (4.77)$$

Разворачиваем подземный контур в линию, от крайних точек откладывая отрезки, равные $0,44 \cdot T_{\text{ср}} = 0,44 \cdot 61,6 \approx 27 \text{ м}$, в результате получаем контурную линию.

Откладываем вертикальную линию равную напору для обоих видов нагрузок:

$$H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} = 53 - 11 = 42 \text{ м.} \quad (4.78)$$

4.13 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

4.13.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. При особом сочетании нагрузок учитываются нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные и одна из особых.

Первый расчетный случай (основной) – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе (53 м) и минимальном уровне в нижнем (11 м при $Q_{\text{мин}}=350 \text{ м}^3/\text{с}$).

Второй расчетный случай (особый) – паводковый поверочный при ФПУ в верхнем бьефе (54 м) и максимальном уровне в нижнем (16,1 м при $Q_{0,01\%} = 5471 \text{ м}^3/\text{с}$).

1) Вес плотины, быка и затворов

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

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b}, \quad (4.79)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины (вычислена с помощью программы AutoCAD);

b – ширина пролета, 14 м;

δ_6 – толщина быка, 5 м;

ρ_6 – плотность бетона, 2400 кг/м³.

$$G_{пл} = \frac{988 \cdot 14 \cdot 9,81 \cdot 2400}{14 + 5} = 17140 \text{ кН/м.}$$

Вес бычка определим аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6}, \quad (4.80)$$

где S_6 – площадь поперечного сечения быка (вычислена с помощью программы AutoCAD).

$$G_6 = \frac{1956 \cdot 5 \cdot 9,81 \cdot 2400}{14 + 5} = 12119 \text{ кН/м.}$$

Далее, по ходу выполнения проекта, расчеты действующих нагрузок на плотину будем вести параллельно расчеты для двух случаев: основного и особого сочетания нагрузок.

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

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (4.81)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla\Phi\PY - \nabla\Gamma\B + 0,5)b, \quad (4.82)$$

$$f = (54 - 47,5 + 0,5) \cdot 14 = 98 \text{ м}^2.$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 98 \cdot \sqrt{138} \cdot 98 = 523 \text{ кН.}$$

Вес затвора на 1п.м длины секции:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{523}{14 + 5} = 27,5 \text{ кН/м.} \quad (4.83)$$

2) Сила гидростатического давления воды

Сила гидростатического давления воды определяется по формулам гидравлики. Эпюры с гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины приняты по треугольнику.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

– с верхнего бьефа:

$$T_{\text{В}}^{\text{осн}} = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 49^2}{2} = 11777 \text{ кН/м}, \quad (4.84)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 53 - 4 = 49 \text{ м}$.

$$T_{\text{В}}^{\text{особ}} = \frac{\rho_w g h_1'^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 50^2}{2} = 12263 \text{ кН/м}, \quad (4.85)$$

где $h_1' = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 54 - 4 = 50 \text{ м}$.

– с нижнего бьефа:

$$T_{\text{Н}}^{\text{осн}} = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 7^2}{2} = 240 \text{ кН/м}, \quad (4.86)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 11 - 4 = 7 \text{ м}$.

$$T_{\text{Н}}^{\text{особ}} = \frac{\rho_w g h_2'^2}{2} = \frac{10000 \cdot 9,81 \cdot 12,1^2}{2} = 718 \text{ кН/м}, \quad (4.87)$$

где $h_2' = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}} = 16,1 - 4 = 12,1 \text{ м}$.

3) Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном сочетании нагрузок и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для особого сочетания нагрузок.

Определим величину взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = \rho \cdot g \cdot S_{\text{эп}}, \quad (4.88)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления.

- для основного случая:

$$W_{\text{взв}}^{\text{осн}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 259,6 = 2547 \text{ кН};$$

- для поверочного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}}^{\text{особ}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 480 = 4513 \text{ кН.}$$

4) Сила фильтрационного давления

Учитывается часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

$$W_{\phi} = \rho \cdot g \cdot S_{\text{эп}}, \quad (4.89)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры фильтрационного давления (раздел 4.12), действующего на подошву плотины.

- для основного случая:

$$W_{\phi}^{\text{осн}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 493 = 4836 \text{ кН/м};$$

- для поверочного случая:

$$W_{\phi}^{\text{особ}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 445 = 4365 \text{ кН/м.}$$

5) Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} \text{tg}^2 \left(45^{\circ} - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right), \quad (4.90)$$

где $\gamma_{\text{н}}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, (9-13) кН/м³;
 $h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна:

$$h_{\text{н}} = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 13 - 10 = 3 \text{ м.} \quad (4.91)$$

$\varphi_{\text{н}}$ – угол внутреннего трения наносов, 20-22°.

$$p_{\text{н}} = 10 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left(45^{\circ} - \frac{20^{\circ}}{2} \right) = 14,7 \text{ кН/м}^2. \quad (4.92)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2} = \frac{14,7 \cdot 3}{2} = 22 \text{ кН/м.} \quad (4.93)$$

Определим активное давление грунта со стороны верхнего бьефа.

В нашем случае понур укреплен бетонными плитами, которые действуют на следующий слой распределенной нагрузкой:

$$q_{пл} = (\gamma_{ж/б} - \gamma_{в})\delta_{пл} = (24000 - 10000) \cdot 0,5 = 7 \text{ кН/м}^2, \quad (4.94)$$

где $\gamma_{ж/б} = 24000 \text{ кН/м}^3$;

$$\delta_{пл} = 0,5 \text{ м.}$$

Следующим слоем является пригруз грунта из крупного песка. Тогда давление будет равно:

$$p_{1п} = (\gamma_{н} \cdot h_{н} + q_{пл}) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{п}}{2} \right), \quad (4.95)$$

$$p_{1п} = (10 \cdot 3 + 7) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{30}{2} \right) = 12,3 \text{ кН/м}^2,$$

где $\varphi_{п} = 30^\circ$ – угол внутреннего трения для крупного песка.

$$P_{2п} = (\gamma_{н} \cdot h_{н} + q_{пл} + \gamma_{п.взв} \cdot h_{п}) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{п}}{2} \right). \quad (4.96)$$

$$\gamma_{п.взв} = \gamma_{п.сух} - (1 - n) \cdot \gamma_w = 18 - (1 - 0,3) \cdot 10 = 11 \text{ кН/м}^3, \quad (4.97)$$

где $\gamma_{п.сух} = 18 \text{ кН/м}^3$;

$n = 0,3$ - пористость песка;

$$h_{п} = 1 \text{ м.}$$

$$p_{2п} = (10 \cdot 3 + 7 + 11 \cdot 1) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{30}{2} \right) = 16 \text{ кН/м}^2.$$

Точку, находящуюся на границе между различными слоями грунта, считаем принадлежащей верхнему слою, а затем нижнему.

Определим давление грунта:

$$p_{4.сугл.} = (\gamma_{н} \cdot h_{н} + q_{пл} + \gamma_{п.взв} \cdot h_{п}) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (4.98)$$

где $\gamma_{н}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, 10 кН/м^3 ;

$h_{н}$ – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения для глины $\varphi_{гр} = 28^\circ$;

c – сцепление грунта, $c = 30$ – для глины.

$$p_{1.г.л.} = (10 \cdot 3 + 7 + 11 \cdot 1) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{28}{2} \right) - 2 \cdot 30 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{28}{2} \right);$$

$$p_{1.г.л.} = -18,3 \text{ кН/м}^2.$$

$$p_{2.г.л.} = (\gamma_n \cdot h_n + q_{пл} + \gamma_{п.взв} \cdot h_{п.} + \gamma_{взв.сугл} \cdot h_{сугл}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_1}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_1}{2} \right), \quad (4.99)$$

где $\varphi_1 = 28^\circ$ – угол внутреннего трения суглинка;

$\gamma_{взв.г.л.}$ – удельный вес грунта с учетом взвешивающего давления воды:

$$\gamma_{взв} = \gamma_{сух} - (1 - n)\gamma_w, \quad (4.100)$$

где $n = 0,3$ – пористость сухого грунта.

$$\gamma_{взв.г.л.} = 19 - (1 - 0,4) \cdot 10 = 13 \text{ кН/м}^3.$$

$$p_{2.г.л.} = (10 \cdot 3 + 7 + 11 \cdot 1 + 13 \cdot 4,2) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{28}{2} \right) - 2 \cdot 26 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{28}{2} \right) = -2,3 \text{ кН/м}^2.$$

Эпюры давления грунта на рисунке 4.6.

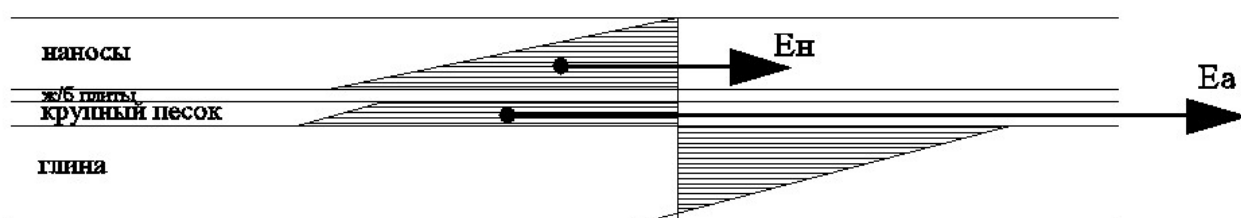


Рисунок 4.6 – Эпюры давления грунта

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п.м. равна площади эпюры:

$$E_a = S_{эп} = 14,1 \text{ кН/м.}$$

Пассивное давление грунта основания со стороны нижнего бьефа определяется по формулам:

– под плитой водобоя:

$$p'_{пн} = \gamma_{б.взв} \cdot \delta_b \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (4.101)$$

$$p'_{\text{пн}} = 14 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{33}{2} \right) = 142,1 \text{ кН/м}^2.$$

– на уровне подошвы плотины:

$$p_{\text{пн}} = (\gamma_{\text{б.взв}} \cdot \delta_{\text{в}} + \gamma_{\text{гр.взв}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right); \quad (4.102)$$

$$p_{\text{пн}} = (14 \cdot 3 + 11 \cdot 3) \cdot \text{tg}^2 \left(45 + \frac{33}{2} \right) = 162,4 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая пассивного давления равна площади эпюры:

$$E_{\text{пн}} = \frac{p'_{\text{пн}} + p_{\text{пн}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{142,1 + 162,4}{2} \cdot 3 = 456,7 \text{ кН/м}. \quad (4.103)$$

б) Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} - \frac{h_0}{2} \right), \quad (4.104)$$

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}}. \quad (4.105)$$

- для основного случая:

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 2,5^2}{30,3} = 0,65 \text{ м.}$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,5 \cdot \left(\frac{30,3}{3,14} - \frac{0,65}{2} \right) = 122,3 \text{ кН.}$$

- для поверочного случая:

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 1,08^2}{14,6} = 0,25 \text{ м.}$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 1,08 \cdot \left(\frac{14,6}{3,14} - \frac{0,25}{2} \right) = 25,3 \text{ кН.}$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%}. \quad (4.106)$$

- для основного случая:

$$y_c = \frac{30,3}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,52 = 3,9 \text{ м.}$$

- для поверочного случая:

$$y_c = \frac{14,6}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,92 = 1,9 \text{ м.}$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно центра подошвы:

- для основного случая:

$$l_{\text{волн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} - y_c = 53 - 4 - 3,9 = 45,1 \text{ м.} \quad (4.107)$$

- для поверочного случая:

$$l_{\text{волн}} = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}} - y_c = 54 - 4 - 1,9 = 49,1 \text{ м.} \quad (4.108)$$

7) Пригруз воды в верхнем и нижнем бьефе

Определим пригруз воды по формуле:

$$W_{\text{взв}} = \rho \cdot g \cdot S_{\text{эп}}, \quad (4.109)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры пригруза воды (Приложение Д и Е).

- для основного случая:

$$W_{\text{пр.в}}^{\text{осн}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 316 = 3100 \text{ кН;}$$

$$W_{\text{пр.н}}^{\text{осн}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,61 = 6 \text{ кН.}$$

- для поверочного случая:

$$W_{\text{пр.в}}^{\text{особ}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 328 = 3218 \text{ кН};$$

$$W_{\text{пр.н}}^{\text{особ}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 21,2 = 208 \text{ кН}.$$

4.13.2 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности. Исходя из практических соображений, в расчете плотины принимаем сжимающие силы со знаком минус, а растягивающие со знаком плюс.

Для удобства расчета составим таблицу 4.9, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке [6].

Таблица 4.9 – Основные нагрузки на плотину

Сила	γ_f	Направление силы	Основной случай			Проверочный случай		
			Сила* $\cdot \gamma_f$, кН	Плечо, м	Момент**, кН·м	Сила* $\cdot \gamma_f$, кН	Плечо, м	Момент**, кН·м
2	3	4	5	6	7	8	9	10
$T_{\text{в}}$	1	→	11777	16,3	192356	12263	16,7	204375
$T_{\text{н}}$	1	←	240	2,3	-561	718	4,0	-2897
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	16283	2,8	-45592	16283,0	2,8	-45592,5
$G_{\text{б}}$	0,95	↓	11513	4,8	-55263	11513,1	4,8	-55262,6
$W_{\text{взв}}$	1	↑	2547	0,0	0,0	4513	0,0	0,0
$W_{\text{ф}}$	1	↑	4836	3,7	18088	4365	3,8	16763,3
$E_{\text{н}}$	1,2	→	26,4	6,7	177,2	26,4	6,7	177,2
$E_{\text{п}}$	0,8	←	365,4	1,4	-511,6	365,4	1,4	-511,6
$E_{\text{а}}$	1,2	→	17,0	4,6	78,8	17,0	4,6	78,8
$W_{\text{волн}}$	1	→	122,3	45,1	5517	25,3	49,1	1241,7
$Q_{\text{з}}$	0,9	↓	24,8	7,1	-176,0	24,8	7,1	-176,0
$W_{\text{пр.в}}$	1	↓	3100	14,3	-44453,4	3218	15,7	-50517,6
$W_{\text{пр.н}}$	1	↓	6,0	19,3	115,5	208	17,3	103,5
ΣN		↓↑		23544			22368	
ΣW		↔		11702			11613	
ΣM				69776			71277	

* – силы, рассчитанные по формулам (4.78) - (4.94).
 ** – момент с плюсом движение по часовой стрелке; момент с минусом - против часовой стрелки.

Эпюры нагрузок при основном и особом сочетании нагрузок на плотину представлены в Приложении Д и Е соответственно.

1) Основное сочетание нагрузок

Нормальные напряжения на контакте основание–бетон σ_y рассчитываем методом сопротивления материалов по формуле внецентренного сжатия:

$$\sigma_y = -\frac{V}{B} \pm \frac{6 \sum M}{B^2}, \quad (4.110)$$

где V – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 $\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 B – ширина подошвы плотины.

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам по контактному сечению:

– для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{V}{B} + \frac{6 \sum M}{B^2} = -\frac{23544}{39,3} + \frac{6 \cdot 69776}{39,3^2} = -328 \text{ кПа.} \quad (4.111)$$

– для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{V}{B} - \frac{6 \sum M}{B^2} = -\frac{23544}{39,3} - \frac{6 \cdot 69776}{39,3^2} = -870,1 \text{ кПа.} \quad (4.112)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам по контактному сечению:

– для верховой грани:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (4.113)$$

где γ_w – удельный вес воды;
 $m_u = \operatorname{tg} \alpha_1$, α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью;
 H_d^u – напор над расчетным сечением:

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 53 - 4 = 49 \text{ м;} \quad (4.114)$$

$$\sigma_x^u = -324 \cdot 0^2 - 10 \cdot 49 \cdot (1 - 0^2) = -490 \text{ кПа.}$$

– для низовой грани:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (4.115)$$

где γ_w – удельный вес воды;
 $m_t = \operatorname{tg} \alpha_2$, α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью;
 H_d^t – напор над расчетным сечением:

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 11 - 4 = 7 \text{ м;} \quad (4.116)$$

$$\sigma_x^t = -870,1 \cdot 0,65^2 - 10 \cdot 7 \cdot (1 - 0,65^2) = -408,1 \text{ кПа.}$$

Касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам:

– для верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u; \quad (4.117)$$

$$\tau_{xy}^u = (10 \cdot 49 + (-328)) \cdot 0 = 0 \text{ кПа.}$$

– для низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t; \quad (4.118)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 7 + (-870,1)) \cdot 0,65 = 520,1 \text{ кПа.}$$

Главные напряжения:

– для верховой грани:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2; \quad (4.119)$$

$$\sigma_1^u = -328 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 49 \cdot 0 = -328 \text{ кПа.}$$

– для низовой грани:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 7 = -70 \text{ кПа.} \quad (4.120)$$

Главные напряжения:

– для верховой грани:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 49 = -490 \text{ кПа.} \quad (4.121)$$

– для низовой грани:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2; \quad (4.122)$$

$$\sigma_3^t = -840,1 \cdot (1 + 0,65^2) + 10 \cdot 7 \cdot 0,65^2 = -1030 \text{ кПа.}$$

Нормальное напряжение на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\sigma_c^u = \frac{(1 + m_u^2)}{2} \cdot \left\{ \sigma_y^u \cdot [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w \cdot h \cdot \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\}; \quad (4.123)$$

$$\sigma_c^u = -328 \text{ кПа} .$$

2) Особое сочетание нагрузок

При особом сочетании нагрузок производим расчет напряжений аналогично основному сочетанию. Полученные результаты сведем в таблицу 4.10.

Таблица 4.10 – Напряжения в горизонтальных сечениях плотины

Напорная грань		Низовая грань	
1		2	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-328,0	σ_y^t	-870,1
σ_x^u	-490,0	σ_x^t	-408,1
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	520,1
σ_1^u	-328,0	σ_1^t	-70,0
σ_3^u	-490,0	σ_3^t	-1030,8
σ_c^u	-328,0		

Окончание таблицы 4.10

1		2	
Особое сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-292,3	σ_y^t	-846,1
σ_x^u	-500,0	σ_x^t	-427,3
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	471,3
σ_1^u	-292,3	σ_1^t	121,0
σ_3^u	-500,0	σ_3^t	-992,3
σ_c^u	-292,3		

Эпюры напряжений представлены в Приложении Д и Ж.

4.13.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного и особого сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, при этом должны выполняться следующие условия:

- 1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \gamma_{lc} |\sigma_3| \leq R_b \gamma_{cd} , \quad (4.124)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок ($\gamma_{lc} = 1$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок; $\gamma_{lc} = 0,9$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

σ_3 – максимальное главное напряжение;

$R_b = 8,9$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В15, которое определяем по [10, табл.3];

γ_{cd} – коэффициент условия работы ($\gamma_{cd} = 0,9$ – при основном сочетании нагрузок; $\gamma_{cd} = 1$ – при особом сочетании нагрузок).

- для основного сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-1031| \leq 8900 \cdot 0,9,$$

$$1288,4 \leq 8010.$$

- для особого сочетания нагрузок:

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |-992,3| \leq 8900 \cdot 1,$$

$$1116,3 \leq 8900.$$

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

$$\sigma_y^u < 0, \tag{4.125}$$

- для основного сочетания нагрузок:

$$-328 < 0.$$

- для особого сочетания нагрузок:

$$-292,3 < 0.$$

3) В зоне верховой грани:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \gamma_w H_d^u. \tag{4.126}$$

- для основного сочетания нагрузок:

$$|-328| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 49,$$

$$328 \geq 122,5.$$

- для особого сочетания нагрузок:

$$|-292,3| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 50,$$

$$292,3 \geq 125.$$

4) В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0, \quad (4.127)$$

- для основного сочетания нагрузок:

$$-328 \leq 0.$$

- для особого сочетания нагрузок:

$$-292,3 \leq 0.$$

5) Под всей плотинной:

$$|\sigma_y^{max}| \leq [\sigma_0]_h, \quad (4.128)$$

где $[\sigma_0]_h$ – допускаемые напряжения в основании, для не скального основания на глубине h от дна:

$$[\sigma_0]_h = [\sigma_0] + K_0 \gamma_0 (h_3 - 2), \quad (4.129)$$

где $[\sigma_0] = 850 \text{ кН/м}^2$ – допускаемые напряжения на сжатие для грунта основания (гравийно-песчанного);

$$K_0 = 0,25;$$

γ_0 – удельный вес грунта основания;

$h_3 = 6 \text{ м}$ – заглубления подошвы плотины относительно дна реки.

- для основного сочетания нагрузок:

$$[\sigma_0]_h = 850 + 0,25 \cdot 19 \cdot (6 - 2) = 873,8 \text{ кПа};$$

$$870,1 \leq 873,8.$$

- для особого сочетания нагрузок:

$$846,1 \leq 873,8.$$

б) Коэффициент неравномерности напряжений:

$$\frac{\sigma_y^{max}}{\sigma_y^{min}} \leq K_H, \quad (4.130)$$

где $K_H = 3$.

- для основного сочетания нагрузок:

$$\frac{-870,1}{-328,0} = 2,7;$$

$$2,7 < 3.$$

- для особого сочетания нагрузок:

$$\frac{-846,1}{-292,3} = 2,9;$$

$$2,9 < 3.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

4.13.3 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности. Считаем, что сдвиг плоский.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.131)$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый 1,25;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок ($\gamma_{lc} = 1$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок; $\gamma_{lc} = 0,9$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

γ_{cd} – коэффициент условий работы ($\gamma_{cd} = 0,95$ – работа плотины при НПУ; $\gamma_{cd} = 0,95$ – работа плотины при ФПУ);

R – расчетное значение обобщенной несущей способности (сумма сил сопротивляющихся сдвигу).

$$R = (G_{nl} + G_{\bar{b}} + Q_z - W_{\phi} - W_{\text{взв}} + W_{\text{пр.в}} + W_{\text{пр.н}}) \cdot f + E_{nn} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega, \quad (4.132)$$

где γ'_c – коэффициент условия работы по нагрузке, для пассивного давления грунта принимается $\gamma'_c = 0,7$;

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м;

F – сумма сдвигающих сил;

$$F = T_{\bar{e}} - T_H + W_{\text{волн}} + E_H + E_a. \quad (4.133)$$

Для основного сочетания нагрузок:

$$R = (16283 + 11513 + 24,8 - 4836 - 2547 + 3100 + 6)0,65 + 365,4 \cdot 0,7 + 0 \cdot 39,3 = 15559 \text{ кН.}$$

$$F = 11777 - 240 + 122,3 + 26,4 + 17 = 11702 \text{ кН.}$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$R = (16283 + 11513 + 24,8 - 4365 - 4513 + 3218 + 208)0,65 + 365,4 \cdot 0,7 + 0 \cdot 39,3 = 14795 \text{ кН.}$$

$$F = 12263 - 718 + 25,3 + 26,4 + 17 = 11613 \text{ кН.}$$

- для основного сочетания нагрузок:

$$\frac{15559 \cdot 0,95}{11702 \cdot 1,0} = 1,32 \geq 1,25.$$

- для особого сочетания нагрузок:

$$\frac{14795 \cdot 0,95}{11613 \cdot 0,9} = 1,42 \geq 1,25.$$

Анализируя расчетные данные, видно, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надежности при основном и особом сочетаниях нагрузок и является экономичным. Запас по надежности плотины, не превышающий 10% нормативной величины (т.е. 1,38 для основного случая), обеспечивает ее устойчивость.

4.14 Проектирование земляной плотины

При проектировании и возведении грунтовых плотин необходимо учитывать следующие основные требования:

1. заложения откосов плотин должны обеспечивать устойчивость сооружения и его основания при всех возможных условиях строительства и эксплуатации.
2. откосы и гребень плотины должны иметь покрытия, защищающие их от ветровых, волновых и атмосферных воздействий;
3. дренажные устройства должны обеспечивать организованный сбор и отвод фильтрующейся воды, предотвращать фильтрационные деформации в теле плотины;
4. строительные и эксплуатационные деформации плотины, ее отдельных элементов и основания не должны вызывать нарушений нормальной работы сооружения.

На основании [11] запроектируем насыпную земляную плотину. Грунт тела плотины — песок и щебень; противофильтрационных устройств — от глинистых

Откосы земляных насыпных плотин следует защищать специальными креплениями, рассчитанными на воздействие волн, льда, течений воды, изменения уровня воды, атмосферных осадков, ветра и прочих климатических и других разрушающих откос факторов (проникновения землеройных животных, пучения глинистого грунта в зимний период и др.). Для защиты верхового откоса с верховой грани, примем каменное (насыпное) крепление. Верхней границей основного крепления, считаем отметку гребня плотины 58,6 м. Нижнюю границу основного крепления назначаем $h = 2h_{1\%} = 2 \cdot 2,5 = 5$ м, $t = УМО - h = 47,5 - 5 = 42,5$ м. Крепление низового откоса выбираем в зависимости от материала, из которого возведена низовая призма плотины, с целью защиты его от атмосферных воздействий и разрушения землеройными животными. Примем заложение верхового и низового откоса 1:3. Со стороны верховой грани устоим одну берму на отметке равной 42,5 м, на низовой – 30 м. Ширина бермы составляет 4 м.

Плотина состоит из глинистого ядра, двухслойных переходных к ядру зон из песка и щебня. Максимальная высота плотины составляет 54,6 м. Отметка гребня – 58,6 м. Ширина по гребню – 14 метров.

4.15 Расчет длины здания ГЭС

Длина здания гидроэлектростанции зависит от вырабатываемой данной ГЭС мощности, соответственно от числа установленных агрегатов, их типа и габаритов.

Ширина агрегатного блока при металлической спиральной камере составляет:

$$B_a = (2,7 \div 3,2)D_1 = 3 \cdot 8 = 24 \text{ м.} \quad (4.134)$$

Длина монтажной площадки принимается в зависимости от ширины агрегатного блока:

$$M = (1 \div 2)B_a = 36 \text{ м.} \quad (4.135)$$

Длина здания ГЭС вычисляется из выражения:

$$L_{\text{ГЭС}} = n \cdot B_a + M, \quad (4.136)$$

$$L_{\text{ГЭС}} = 4 \cdot 24 + 36 = 134 \text{ м.}$$

4.16 Расчет сработки полезного объема водохранилища на случай аварии в здании ГЭС

1. Определим полезный объем водохранилища - 5,5 млрд. м³
2. Объем воды, который добавится за период сработки - 3,5 млрд. м³
3. Расход воды на который подбираем донные отверстия эксплуатационного периода - 3231 м³/с.

Пропускная способность донных отверстий водосливной плотины определяется по формуле:

$$Q_{\text{max}} = \mu \omega \sqrt{2gH}, \quad (4.137)$$

где $\mu = 0,81$ – коэффициент расхода;

ω - площадь отверстия, м²;

H - напор над центром выходного отверстия, м.

Из формулы (4.124) площадь поперечного сечения отверстия ω при известном Q_{max} , напоре 31,42 м и количеством отверстий n равных 2 будет равна:

$$\omega = \frac{Q_{\text{max}}}{\mu n \sqrt{2gH}} = \frac{1425}{0,81 \cdot 2 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 31,42}} = 40. \quad (4.138)$$

Ширина отверстия b равна 8 м, тогда высота будет равна:

$$h = \frac{\omega}{b} = \frac{40}{8} = 5 \text{ м.} \quad (4.139)$$

Таким образом, для сработки полезного объема водохранилища на случай аварии в здании ГЭС предусматривается четыре донных водосбросов размерами 8×5 м, для закрытия которых используется плоский затвор.

5 Организация строительства

5.1 Этапы возведения сооружений и схема пропуска строительных расходов на различных этапах

При русловой компоновке все бетонные сооружения гидроузла (плотина, здание ГЭС) располагают в естественном русле реки. Пропуск строительных расходов осуществляем методом секционирования русла. Расчет секционированного русла будем выполнять в два этапа. На первом этапе выполним расчет пропуска строительных расходов через стесненное русло, а на втором – через недостроенные сооружения (донные отверстия).

Строительство гидроузла разбиваем на 5 этапов:

1 этап – на 1 этапе строятся перемычки первой очереди, и создается котлован первой очереди. В этом котловане возводится нижняя часть водосливной плотины, необходимая в дальнейшем для переключения пропуска воды с естественного русла на водосливные пролеты плотины с пониженной отметкой порога (донные отверстия). Отметка гребенки и разделительного устоя на данном этапе составляет 29 м.

Основные строительные работы 1 этапа:

- возведение верховой, продольной и низовой перемычек (котлован первой очереди);
- откачка воды из котлована первой очереди;
- разработка котлована под водосливную плотину;
- бетонирование тела водосбросной плотины до отметки 29 м с организацией донных отверстий;
- бетонирование глухих секций до отметки 29 м;
- бетонирование устоев между станционной частью и водосливной;
- устройство верхового приплотинного шпунта;
- монтаж затворов для донных отверстий и необходимого на этом этапе гидромеханического оборудования водосливной плотины;
- устройство понура со стороны ВБ;
- крепление дна плитами со стороны ВБ;
- бетонирование крепления дна со стороны НБ (водобойной плиты; водобойной стенки; рисбермы и ковша);
- бетонирование разделительного устоя между глухой бетонной плотины и водосливной плотины.

Разрез сооружения на 1 этапе строительства показан на чертеже БР-08.03.01 - 1019952 - ПОС2. Котлован первой очереди изображен на чертеже БР-08.03.01 - 1019952 - ПОС2.

Строительные работы необходимо начинать со строительства сооружений, необходимых для перекрытия русла реки – водосливной станционной и глухой частей плотины, примыкающих к правому берегу.

Пропуск строительных расходов на этом этапе будет производиться по стесненному руслу реки со стороны левого берега. Часть русла, перекрытая перемычками, составляет около 50 % ширины русла в створе.

Перемычки относятся к временным сооружениям класса капитальности. Ежегодную расчетную вероятность превышения расчетных максимальных расходов воды при сроке эксплуатации перемычек до 2-х лет принимаем равной – III класса.

Расчетный строительный расход 10% обеспеченности составляет $Q_{стр} = 3017 \text{ м}^3/\text{с}$, при этом отметка воды в реке будет равна 15,6 м. Отметка гребней продольной и верховой перемычек напрямую зависит от повышения уровня воды перед верховой перемычкой.

При определении отметки гребня верховой перемычки также учитываем конструктивный запас по высоте. Таким образом, отметки гребней продольной и верховой перемычек первой очереди можно определить:

- для верховой перемычки

$$H_{ВП} = h_{НБ} + Z + a. \quad (5.1)$$

- для продольной перемычки:

$$H_{ПП} = h_{НБ} + Z, \quad (5.2)$$

где $h_{НБ}$ – отметка НБ, соответствующая $Q_{стр}$;

Z – значение повышения уровня воды перед верховой перемычкой;

a – конструктивный запас, принимаем равным 1 м.

Значение повышения уровня воды перед верховой перемычкой можно вычислить:

$$Z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (5.3)$$

где φ – коэффициент скорости, для трапецеидальных перемычек равен 0,85;

V_0 – бытовая скорость воды в реке;

V_c – бытовая скорость воды в реке и скорость потока в суженном русле.

Бытовая скорость воды в реке:

$$V_0 = \frac{Q_{стр}}{w_0}, \quad (5.4)$$

где w_0 – площадь поперечного сечения русла реки до стеснения при $Q_{стр}$:

$$V_c = \frac{Q_{стр}}{w_c}. \quad (5.5)$$

где w_c – площадь поперечного сечения суженной части русла при $Q_{стр}$.

Для перемычки III класса при сроке эксплуатации более 2 лет, расчетная вероятность превышения расчетных максимальных расходов воды равна 10%,

следовательно, $Q_{\text{стр}} = 3017 \text{ м}^3/\text{с}$. Ширина русла на отметке 15,6 м (при $Q_{\text{стр}}$) 342,86 м при стеснении 60% - 205,72 м, т.е. строительный расход будет проходить через ширину 81,31 м. Тогда

$$V_0 = \frac{3017}{1857} = 1,6 \text{ м/с};$$

$$V_c = \frac{3017}{918} = 3,3 \text{ м/с};$$

$$z = \frac{1}{0,85^2} \cdot \frac{3,3^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{1,6^2}{2 \cdot 9,81} = 0,63 \text{ м}.$$

Высота верховой перемычки:

$$H_{\text{вп}} = 15,6 + 0,63 + 1 = 17,23 = 17,30 \text{ м}.$$

Высота продольной перемычки:

$$H_{\text{пп}} = 15,6 + 0,63 = 16,23 = 16,30 \text{ м}.$$

2 этап – разбирают перемычки первой очереди. Осуществляется перекрытие реки с помощью отсыпки банкета, строится низовая перемычка, таким образом образуется котлован второй очереди (чертеж БР-08.03.01 - 1019952 - ПОС2).

Возведение водосливной станционной плотины, а также продолжение строительства водосливной плотины до отметки 29 м. Левобережная часть плотины отсыпается до отметки 29 м.

Строительные расходы на втором этапе будем осуществлять через донные отверстия.

На период строительства станционной части и водосливной плотины строительный расход (максимальный расход 5% обеспеченности) Q_{max} равный $3228 \text{ м}^3/\text{с}$, пропускается через донные отверстия недостроенной водосливной плотины.

Пропускная способность донных отверстий недостроенной водосливной плотины определяется по формуле:

$$Q_{\text{max}} = \mu \omega \sqrt{2gH}, \quad (5.6)$$

где $\mu = 0,81$ – коэффициент расхода;

ω - площадь отверстия;

H - напор над центром выходного отверстия.

Из формулы (5.6) площадь поперечного сечения отверстия ω при известном Q_{max} , напоре 6 м и количеством отверстий n равных 10 будет равна:

$$\omega = \frac{Q_{max}}{\mu n \sqrt{2gH}} = \frac{3228}{0,81 \cdot 5 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 6}} = 74. \quad (5.7)$$

Ширина отверстия b равна 8 м, тогда высота будет равна:

$$h = \frac{\omega}{b} = \frac{74}{8,2} = 9 \text{ м}. \quad (5.8)$$

Таким образом, для пропуска строительных расходов предусматривается пять донных водосбросов с размерами 8,2×9 м, для закрытия которых используется плоский затвор.

Пропуск расчетного строительного расхода производится через 5 донных отверстий в построенной в котловане первой очереди бетонной плотине.

Отметка перемычек второй очереди:

$$H_{ВП} = h_{нб} + Z + a = 15,6 + 0,63 + 1 = 17,3 \text{ м}; \quad (5.9)$$

$$H_{НП} = h_{нб} + a = 15,6 + 1 = 16,6 \text{ м}. \quad (5.10)$$

Основные работы второго этапа:

- разборка перемычки первой очереди и затапливают котлован (вода пропускается через донные отверстия.);
- отсыпают банкет для перекрытия реки и образования котлована второй очереди, для возведения станционной части плотины;
- откачка воды из котлована второй очереди;
- крепление дна плитами со стороны ВБ
- бетонирование водосливной станционной плотины до отметки 29 м;
- бетонирование дна под отсасывающие трубы;
- монтаж отсасывающих труб агрегатов №1, 2, 3, 4;
- монтаж спиральной камеры агрегатов №1, 2, 3, 4;
- бетонирование агрегатного блока;
- бетонирование устоя между станционной частью и земляной плотинной;
- устройство верхового приплотинного шпунта;
- устройство понура со стороны ВБ;
- возведение каменно-набросной плотины до отметки 29 м.

Разрез сооружения на 2 этапе строительства показан на чертеже БР-08.03.01 - 1019952 - ПОС2.

3 этап – на данном этапе строительства, сооружение возводится до отметки 48,6 м. Начинается наполнение водохранилища.

Основные работы третьего этапа:

- бетонирование глухих секций №1-4 до отметки 48,6 м;
- бетонирование водосливной плотины до отметки 48,6 м;
- бетонирование водосливной станционной плотины до отметки 48,60;
- монтаж затворов для водоводов в станционной части плотины;
- монтаж гидроагрегата №1;
- возведение каменно-набросной плотины до отметки 48,6 м;
- разборка верхового и низового банкета;
- наполнение водохранилища до отметки УМО – 46,4 м.

Пуск первого агрегата, построенные сооружения принимаются во временную эксплуатацию.

Разрез сооружения на 3 этапе показан на чертеже БР-08.03.01 - 1019952 - ПОС2.

4 этап – данный этап предусматривает наращивание всех сооружений напорного фронта до проектной отметки. Дальнейшее наполнение водохранилища и поочередный пуск всех агрегатов ГЭС. Разрез сооружения на 4 этапе строительства показан на чертеже БР-08.03.01 - 1019952 - ПОС2.

Основные строительные работы 4 этапа:

- возведение водосливной плотины до отметки 58,6 м;
- монтаж затворов водосбросов;
- бетонирование станционной части плотины до отметки 58,6 м;
- монтаж гидроагрегатов №2, 3, 4;
- возведение левобережной каменно-набросной плотины до отметки 58,6 м;
- бетонирование донных отверстий предназначенных для пропуска строительных расходов;
- наполнение водохранилища.

5.2 Организация и технология работ по возведению перемычек

5.2.1 Выбор типа и конструкции перемычек.

На основании технико-экономического сравнения вариантов в проекте Малмыжского гидроузла приняты перемычки из местного материала – гравийно-песчаные. Данный материал добывается в месте расположения свора. Выбранному виду перемычки свойственны дешевизна, полная механизация работ по возведению, применение при любом напоре и высоте.

Типовой профиль земляных перемычек – трапецеидальный.

Ширина по гребню – 4 м.

В соответствии с углом естественного откоса отсыпаемых грунтов и метода возведения сооружения заложение верхового откоса от 1:3, низового откоса от 1:1.

Определяем длину верховой перемычки L_v низовой L_n и продольной перемычки L_p .

Продольная перемычка – $L_p = 275,5$ м.

Верховая перемычка – $L_v = 224,8$ м.

Низовая перемычка – $L_n = 224,8$ м.

Объем котлована – $V = 481728,8$ м³.

5.2.2 Осушение котлована 1-й очереди

Для осушения котлована первой и второй очереди будет использован метод открытого водоотлива, сущность которого в откачке воды непосредственно из котлована.

Котлован первой очереди:

Требуемое время для откачки воды из котлована – 20 суток.

Определяем площадь котлована $S = 86023$ м².

Объем воды, которую требуется откачать из котлована, $V = 481728,8$ м³.

Для откачки воды из котлована выбираем консольные насосы 12НДс-Нм, имеющие производительность $W = 700$ м³/час при высоте подъема воды до 20 м. в количестве 4 шт., с учетом запасного в количестве 1 шт., принимаем 5 шт.

Интенсивность откачки воды $I = 0,25$ м/сутки.

Котлован второй очереди:

Площадь котлована – $S = 100439$ м².

Объем котлована – $V = 1617068$ м³.

Требуемое время для откачки воды – 15 суток.

Количество насосов необходимое для откачки воды из котлована второй очереди – 4шт.

Интенсивность работ $I = 0,5$ м/сутки.

5.3 Объем работ.

5.3.1 Объем земляных работ.

Перемычки первой очереди представлены на рисунке 5.7.

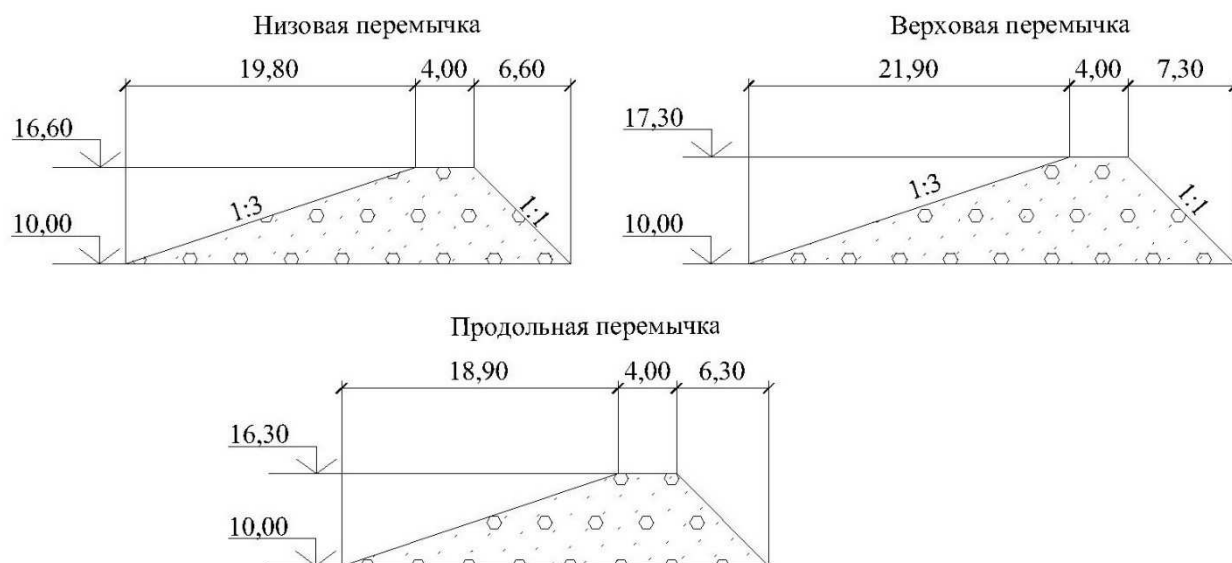


Рисунок 5.7. – Схема перемычек первой очереди

Общий объем перемычек первой очереди составляет –42686,705 м³.
Перемычки первой очереди представлены на рисунке 5.8.

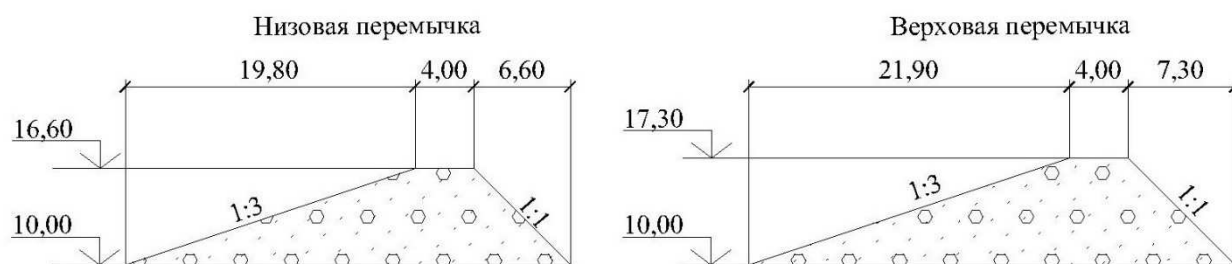


Рисунок 5.8. – Схема перемычек второй очереди

Общий объем перемычек второй очереди составляет –66448,00 м³.
Этапы возведения грунтовой плотины представлены на рисунке 5.9 и в таблице 5.1.

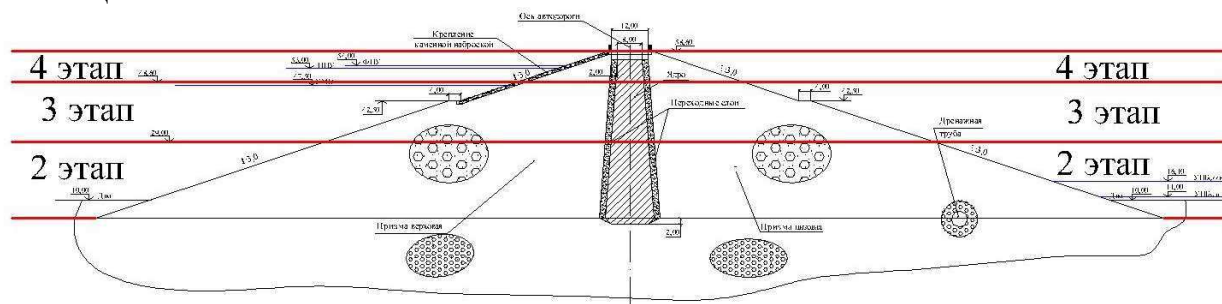


Рисунок 5.9 - Этапы возведения грунтовой плотины

Таблица 5.1 – Этапы возведения грунтовой плотины

Этапы	Левобережная грунтовая плотина	
	Длина, м	Объем работ, м ³
1 этап	-	-
2 этап	96,6	1367508,0
3 этап	142,0	376608,0
4 этап	166,0	251071,0

Объемы разработки котлованов.

Объем вынимаемого грунта котлована 1 очереди - 587,409 м³.

Объем вынимаемого грунта котлована 2 очереди - 2361412,135 м³.

Устройство приплотинного шпунта:

- в котловане 1 очереди – 8751 м³;

- в котловане 2 очереди – 796 м³.

5.3.2 Объем бетонных работ

1 этап – возводится водосливная плотина до отметки 29 м.

Общий объем бетонных работ на 1 этапе строительства $V=356730$ м³.

2 этап – возведение водосливной плотины, а также стационарной части плотины до отметки 29 м.

Общий объем бетонных работ на 2 этапе строительства $V=15029716 \text{ м}^3$.

3 этап – наращивание водосливной и стационарной плотины с отметки 29 м до отметки 48,6 м.

Общий объем бетонных работ на 3 этапе строительства $V=261998 \text{ м}^3$.

4 этап – возведение сооружения с отметки 48,6 м до отметки 58,6 м.

Общий объем бетонных работ на 4 этапе строительства $V=181490 \text{ м}^3$.

Итого общий объем бетонных работ $V_{\text{гэс}} = 15829934 \text{ м}^3$.

Сводная таблица объемов работ по этапам строительства представлена в Приложении М.

5.4 Определение способов производства основных видов работ

В связи с тем, что климат на месте строительства достаточно холодный, к бетонным работам предъявляются особые требования.

Производство работ в зимний период должно обеспечивать, как и в обычных условиях, нормальный набор прочности, водонепроницаемости, морозостойкости и других свойств бетона в установленные сроки. Для этого необходимо выдерживать надлежащий температурный режим и не допускать замораживания бетона до набора им определенной прочности. Для обеспечения необходимого температурного режима в блоках применяется теплая опалубка. Для возможности набора прочности при отрицательных температурах будут добавляться противоморозные добавки, которые снижают температуру замерзания смеси.

Подготовка блоков к бетонированию в зимнее время кроме выполнения обычных мероприятий в летний период предусматривает создание условий, обеспечивающих нормальный температурный режим в блоке в период бетонирования и твердения бетона, в уборке всех наледей и отопреве основания на глубину, обеспечивающую требования температурного режима (на менее 30 см). При температурах наружного воздуха выше минус 10°C работы выполняются в открытых блоках методом термоса, а при более низких температурах - под шатром или тепляком.

Переход с летней опалубки на зимнюю осуществляется заблаговременно, до наступления заморозков. При применении в качестве опалубки сборных бетонных элементов последние должны иметь утепление с необходимым коэффициентом теплопередачи.

Будет применяться разделение опалубочных щитов и утеплителя в отдельных конструкциях. При этом опалубочные щиты остаются постоянными для летнего и зимнего периодов, а в зимний период на эти щиты дополнительно накладывается утеплитель в виде плит из пенополистирола и других материалов. В этом случае при распалубке в зимний период снимается только опалубочный щит, а утеплительный щит остается на месте, обеспечивая нужные теплозащитные свойства. Это наиболее прогрессивное направление в совершенствовании конструкций теплой опалубки. Для подачи бетонной смеси

и других грузов в шатер или тепляк в перекрытиях предусмотрены соответствующие закрывающиеся люки.

Положительную температуру поддерживают калориферами. Отогрев основания до требуемых положительных температур осуществляется с помощью электро- или паро- калориферов.

Дополнительным мероприятием является устройство электрообогрева в углах и по контуру блока. Разравнивание и уплотнение бетонной смеси осуществляется теми же методами, что и в летний период. В процессе бетонирования в шатре или тепляке поддерживается положительная температура в пределах 5-10°C. Такая же температура поддерживается и после бетонирования до удаления цементной пленки. После удаления цементной пленки шатер может не отапливаться, но поверхность бетона должна быть покрыта утеплителем с термическим сопротивлением не менее, чем утепленной опалубки.

При бетонировании тонкостенных конструкций и элементов применяется дополнительная термообработка бетона в период твердения.

5.5 Технология уплотнения грунтовой гравийно-песчаной плотины с противофильтрационным устройством в виде центрального ядра из суглинка

Территория уплотнения составляет:

В качестве ведущего механизма для разработки грунтов применяется гусеничный одноковшовый экскаватор ЭО-6123, ковш – обратная лопата.

Вместимость ковшей 2,5 м; Наибольший радиус копания 11,6 м; Наибольшая глубина копания 7,35 м.

$$q_{\text{ц}} = \frac{q_{\text{ков}} k_{\text{н}}}{k_{\text{р}}} = \frac{2,5 \cdot 0,9}{1,2} = 1,875. \quad (5.11)$$

где $k_{\text{н}}$ - коэффициент наполнения ковша;

$k_{\text{р}}$ – коэффициент разрыхления грунта;

$q_{\text{ков}}$ – геометрическая емкость ковша экскаватора.

Производительность экскаватора в карьере:

$$П_{\text{эч}} = q_{\text{ц}} n_{\text{ц}} k_{\text{в}} = 1,875 \cdot 157 \cdot 0,75 = 220,8. \quad (5.12)$$

где $k_{\text{в}}$ - коэффициент использования внутрисменного рабочего времени;

$n_{\text{ц}} = 3600/t_{\text{ц\text{ик}}}$ = 3600/23 = 157- число циклов в час.

Определим время разработки котлована под водосбросную плотину:

$$t_{\text{выемк.}} = \frac{V_{\text{выем}}}{П_{\text{эч}}} = \frac{587,1}{220,8} = 3 \text{ сут.} \quad (5.13)$$

Принимаем машины для транспортировки грунта Автосамосвал АС-6890VO, грузоподъемность 19,4 т, объем кузова 27 м³.

По строительному генплану определяем расстояние от места выемки грунта до места разгрузки расстояние - 3 км

Скорости транспортирования грунта по строительной дороге: $v_{гр} = 40$ км/ч – груженный; $v_{пор} = 60$ км/ч – порожний.

Время одного цикла транспортировки грунта:

$$t_{ц} = \frac{L_T}{v_{гр}} + \frac{L_T}{v_{пор}} + (t_p + t_з) = \frac{3}{40} + \frac{3}{60} + (0,04 + 0,6) = 1,22 \quad (5.14)$$

где t_p - время разгрузки;

$t_з$ - время загрузки (формула 5.10).

$$t_з = \frac{t_{цэк}}{3600} \cdot \frac{Q_{сом}}{p_{г} \cdot q_{к} \cdot K_{н}} = \frac{23}{3600} \cdot \frac{27}{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,9} = 0,6, \quad (5.15)$$

где $Q_{сом}$ - объем кузова машины;

$p_{г}$ - плотность грунта.

Определяем необходимое для бесперебойной работы ведущей машины (экскаватора) количество транспортных машин:

$$N_{a/c} = \frac{t_{ца}}{t_{цэ} \cdot n_{ков}} = \frac{4374}{23 \cdot 10} = 19 \text{ машин.} \quad (5.16)$$

$$t_{пер} = \frac{V_{гр}}{J_{пер}}. \quad (5.17)$$

Отсыпка правобережной гравийно-песчаной плотины до отметки 29 м.

Интенсивность возведения - $J_{пер} = 1600$ м³/сут.

Коэффициент уплотнения - 0,9.

$V_{гр} = 1367508,0$ м³.

$$t_{пер} = \frac{1367508}{1600} = 854 \text{ сут} = 28 \text{ мес.}$$

Отсыпка правобережной гравийно песчаной плотины до отметки 48,6 м.

Интенсивность возведения - $J_{пер} = 1600$ м³/сут.

Коэффициент уплотнения - 0,9.

$V_{гр} = 376608,0$ м³.

$$t_{пер} = \frac{376608}{1600} = 235 \text{ сут} = 8 \text{ мес.}$$

Отсыпка правобережной гравийно-песчаной плотины до отметки 58,6 м.

Интенсивность возведения - $J_{\text{пер}}=1600 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Коэффициент уплотнения - 0,9.

$V_{\text{гр}} = 251071,0 \text{ м}^3.$

$$t_{\text{пер}} = \frac{251071}{1600} = 157 \text{ сут} = 5 \text{ мес.}$$

Особенностью уплотнения несвязного песчано-гравийного грунта в неуплотненном состоянии обладает заметной чувствительностью к различного рода сотрясениям, ударам и вибрациям, т.е. значительной деформативной реакцией на динамические воздействия. Поэтому вибрационные катки следует отнести к наиболее эффективным и целесообразным средствам уплотнения таких грунтов. Песчано-гравийная смесь, не имеющая в своем составе пылеватых и глинистых частиц, лучше всего уплотняются виброкатками в водонасыщенном состоянии, когда беспрепятственная фильтрация воды в любом направлении способствует лучшей передаче вибрационных воздействий в глубь грунтового массива. Из-за низкой сдвиговой прочности песка и песчано-гравийной смеси, особенно в сухом состоянии, очень трудно получить высокую плотность в приповерхностном слое (10-20 см). Практически он всегда находится в разуплотненном состоянии и тем самым ухудшает передачу вибровоздействий катка нижележащим слоям насыпи, так как действует подобно гасителю колебаний и в силу этого снижает качество уплотнения.

Поэтому рекомендуется, во-первых, доувлажнять хотя бы приповерхностный слой песка до влажности не ниже 6-8 % и, во-вторых, включать его для доуплотнения в толщину последующего отсыпаемого слоя, т.е. толщину последнего уменьшать на 10-20 см.

Для уплотнения грунта используем пневмошинные катки типа ДУ-39А. Когда необходимая степень плотности не превышает 0,95, виброуплотнение песчано-гравийной смеси рекомендуется производить на повышенной рабочей скорости катка (5-6 км/ч) с числом проходов по одному следу, равным примерно 10.

При таком режиме производительность катков повышается в 1,5-2 раза. Причем толщина отсыпаемого слоя не должна превышать 40-50 см.

Характеристики:

- масса 20 тонн;
- толщина уплотняемого слоя 0,35 м;
- ширина уплотняемой полосы 2,6 м;
- число проходов по одному следу 6-10;
- скорость передвижения: рабочая 1,4 м/с, транспортная 6,9 м/с.

5.6 Определение способов производства основных видов работ

5.6.1 Выбор транспортной схемы бетонных работ

Для транспортировки бетонной смеси от бетонного завода до сооружения применяется автомобильный вид общестроительного транспорта автобетоновозы типа СБ-128.

Характеристики базового автомобиля КрАЗ-6505:

- вместимость кузова-6 м³;
- грузоподъемность-14 т.

Для подачи бетонной смеси в блоки бетонирования применяются специальные башенные краны типа КБГС-450(кран), грузоподъемностью 10 т.

Авто бетоновозы доставляют бетонную смесь к месту работы кранов, разгружают ее в бады Т-103 емкостью 3,2 м³, которые затем кранами подаются в блок.

Уплотнение бетонной смеси в блоке бетонирования осуществляется методом виброуплотнения с применением глубинных вибраторов марки ИВ-59.

Характеристики вибраторов марки ИВ-59:

- частота колебаний 5700 кол/мин;
- вибронаконечник: диаметр 114 мм, длина 520 мм; Масса 22 кг;
- толщина вибрируемого слоя 50 см;
- производительность 4-7 м³/ч.

5.6.2 Выбор транспортной схемы земляных работ

В качестве ведущего механизма, для разработки скального грунта принимается гусеничный одноковшовый экскаватор ЭО-6123.

Характеристики экскаватора ЭО-6123:

- ковш – обратная лопата;
- вместимость ковшей 2,5 м;
- наибольший радиус копания 11,6 м;
- наибольшая глубина копания 7,35 м.

Для бесперебойной работы ведущей машины и перевозки грунта из котлована применяется автосамосвал АС-6890VO.

Характеристики автосамосвала АС-6890VO:

- грузоподъемность 19,4 тонн;
- вместимость кузова 27 м.

В качестве уплотнения слоев грунта принимается способ уплотнения прицепными пневмошинными катками типа ДУ-39А.

Характеристики пневмошинных катков типа ДУ-39А:

- масса 20 тонн;
- толщина уплотняемого слоя 0,35 м;
- ширина уплотняемой полосы 2,6 м;
- число проходов по одному следу 6-10;

- скорость передвижения: рабочая 1,4 м/с, транспортная 6,9 м/с.

5.7 Строительный генеральный план гидроузла

Строительный генеральный план Малмыжской ГЭС представлен на чертеже.

Компоновка производственной базы осуществлялась на основании ряда требований:

- бетонное хозяйство размещено максимально близко к котловану бетонных сооружений, для сокращения дальности транспортировки бетонной смеси.
- заводы и полигоны сборного железобетона размещены на максимально близком расстоянии от площадки с бетонным хозяйством, что позволяет избежать дальних перевозок бетонной смеси.
- ремонтно-механическое хозяйство и автомобильные базы размещены на одной площадке. При этом учитывается их будущее использование после завершения строительства гидроузла. Так же осуществляется расположение материально-технического снабжения.
- при данной компоновке основных сооружений – на одном берегу размещается основная строительная база, на другом – организованы только участковые хозяйства. Связь между берегами осуществляется по существующему мосту.

5.8 Календарное планирование

По структуре календарное планирование подразделяется на три периода:

- подготовительный;
- период основных работ;
- завершающий период.

Подготовительный период включает: освоение стройплощадки, освоение внешних подъездных и важнейших внутриплощадочных дорог, сооружение сетей и объектов энерго-, водо-, теплоснабжения и связи, строительство жилых и общественных зданий для строительных кадров на объем первого года основных работ, сооружение предприятий производственной базы, подготовка строительных организаций к основным работам.

Период основных работ включает: строительство сооружения для пропуска расходов реки, сооружение плотин, зданий гидроэлектростанций, водосбросов, водоприемников и других объектов с выполнением земляных, скальных и бетонных работ, монтаж гидросилового, гидромеханического и электрического оборудования, устройство противофильтрационных завес, укрепления оснований и т.п., так же подготовка ложа водохранилища.

Завершающий период включает: работы по вспомогательным сооружениям и благоустройству гидроузла, после пуска первого агрегата.

5.9 Продолжительность и время выполнения работ

Перемышки котлованов:

Перемышки строятся в течении одной межени с завершением всех работ к очередному паводку. Темпы отсыпки земляных перемычек принимаем 800 тыс.м³/мес.

Разработка котлованов:

Продолжительность разработки котлованов зависит от грунта основания.

Бетонные работы.

Продолжительность и темпы бетонирования в большей мере, чем выполнение других работ, зависят от характера механизации и технологии. Бетонирование плотины и здания ГЭС начинается после полной выемки грунта. Общая продолжительность бетонных работ 40 мес. Темпы возведения подводной части здания ГЭС 25,4 тыс.м³, а по объему 176,5 тыс.м³. Темпы возведения надводной части здания ГЭС, агрегатный блок 25,4 тыс.м³. Устой и подпорные стенки 1 ярус в месяц.

Монтаж гидромеханического оборудования.

Готовность гидромеханического оборудования и затворов должна обеспечиваться к началу наполнения водохранилища. В станционной части плотины, в связи с особенностями возведения данного гидроузла, затворы необходимо смонтировать до начала разбора перемышки первой очереди. При сборке затворов непосредственно на месте, темп монтажа составляет примерно 1000 т в месяц.

Монтаж гидроагрегатов.

Выполняется в два этапа. На первом этапе, одновременно с укладкой бетона, в подводную часть здания ГЭС строительными кранами монтируются закладные детали турбины: облицовка конуса отсасывающей трубы, статор турбины, спиральная камера, облицовка турбинной шахты. Темпы монтажа при этом тесно связаны с укладкой бетона и зависят от нее. Все бетонные работы ведутся с помощью кранов. На данном этапе ведутся монтаж, и сборка элементов турбины и генератора на монтажной площадке и устанавливаются на готовое основание. Работы производятся при помощи эксплуатационного мостового крана. Монтаж крана 2-4 месяца.

Укрупненная сборка агрегатов ведется после возведения каркаса машзала. На это уходит 2-3 месяца. На монтаж одного агрегата требуется 3-4 месяца.

6 Охрана труда

Основным принципом политики в области охраны труда является признание и обеспечение приоритета жизни и здоровья работников ГЭС по отношению к результатам производственной деятельности.

Для решения задач по обеспечению безопасных условий труда на ГЭС необходимо создать структурные подразделения по охране труда.

Служба по охране труда и производственного контроля:

- организует работы по охране труда;
- осуществляет технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- осуществляет контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- организует и координирует природоохранную деятельность.

Для всех инженерно-технических работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции, для рабочих – инструкции по охране труда.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

В соответствии с требованиями приказа от 10 февраля 2016г. №74н «О внесении изменений в правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Минтруда России от 24.07.2013г. №328н» [16]:

Работники, занятые на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда (в том числе на подземных работах), а также на работах, связанных с движением транспорта, должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (для лиц в возрасте до 21 года - ежегодные) медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний.

Работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе.

Электротехнический персонал, кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве, должен быть обучен приемам освобождения

пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок.

Работники, относящиеся к электротехническому персоналу, а также электротехнологический персонал должны пройти проверку знаний Правил и других нормативно-технических документов (правил и инструкций по устройству электроустановок, по технической эксплуатации электроустановок, а также применения защитных средств) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Стажировка, дублирование проводятся под контролем опытного работника, назначенного организационно-распорядительным документом.

Допуск к самостоятельной работе должен быть оформлен ОРД организации или обособленного подразделения.

Работник, в случае, если он не имеет права принять меры по устранению нарушений требований Правил, представляющих опасность для людей, неисправностей электроустановок, машин, механизмов, приспособлений, инструмента, средств защиты, обязан сообщить об этом своему непосредственному руководителю.

Работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований Правил, законодательных и иных нормативных актов по охране труда.

Весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты в зависимости от выполнения работ и обязан пользоваться ими во время работы.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов, а также нормативно – технической документации:

- федеральный закон от 24.07.1998г. №125-ФЗ «Об обязательном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» (с изменениями на 7 марта 2018г.);

- федеральный закон от 30.12.01 №197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации» (с изменениями на 5 февраля 2018г.);

- правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Минтруда России от 24.07.2013г. №328н (с изменениями на 19 февраля 2016г.);

- правила устройства электроустановок;

- правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных приказом Минэнерго России от 19.06.2003г. №229.

Работы в действующих электроустановках должны проводиться:

- по наряду – допуску;

- по распоряжению;

- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания,

определенных нарядам, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд (ответственным руководителем или производителем работ).

Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ.

Капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, а также ремонт ВЛ независимо от напряжения должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ, утвержденным руководителем организации.

Работникам следует помнить, что после исчезновения напряжения на электроустановке оно может быть подано вновь без предупреждения.

Не допускаются работы в неосвещенных местах. Освещенность участков работ, рабочих мест, проездов и подходов к ним должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных устройств на работников.

6.1 Противопожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности устанавливаются в соответствии с:

- Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 (ред. от 30.12.2017) "О противопожарном режиме" (вместе с "Правилами противопожарного режима в Российской Федерации")

- Федеральный закон от 21.12.1994г. №69-ФЗ «О пожарной безопасности» (смотреть вместе с ред. Федерального закона от 28.05.2017 N 100-ФЗ о внесении изменений в федеральный закон «О пожарной безопасности» и кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях);

- Федеральный закон от 22.06.2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (см. вместе с редакцией федеральных законов от 10.07.2012г. №117-ФЗ, от 02.07.2013г. №185-ФЗ, от 23.06.2014г. №160-ФЗ, от 13.07.2015г. №234-ФЗ, от 03.07.2016г. №301-ФЗ, от 29.07.2017г. №244-ФЗ);

- Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*) (3е издание с изменениями и дополнениями от 01.06.2000 г.)

В соответствии с требованием вышеуказанных правил руководитель организации назначает лицо, ответственное за пожарную безопасность, которое обеспечивает соблюдение требований пожарной безопасности на ГЭС.

На Малмыжской ГЭС обязательны для выполнения следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- обучение мерам пожарной безопасности путем проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно-технического минимума;
- разработка и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установление противопожарного режима, на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях;
- назначение ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- сообщение о каждом пожаре в местные органы пожарной безопасности, назначение комиссии для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий.

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.

В каждом структурном подразделении должны быть выполнены следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- обеспечение на каждом участке соблюдения установленного противопожарного режима и выполнения мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечение исправности технологического оборудования, немедленное принятие мер к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организация пожарно-технической подготовки подчиненного персонала, обязательность соблюдения им противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечение контроля за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установление порядка и ответственности за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся первичных средств пожаротушения.

В обязанности оперативного персонала должны входить следующие действия по обеспечению пожарной безопасности ГЭС: при возникновении пожара, вызвать пожарную охрану, оповестить персонал ГЭС о возникновении пожара и необходимости эвакуации, доложить руководству о возникновении пожара, произвести необходимые отключения и заземления оборудования в зоне пожара, приготовить средства защиты для пожарных подразделений, организовать встречу пожарных подразделений и сопроводить к очагу возгорания, выдать средства защиты, провести инструктаж, выдать письменный допуск для тушения пожара, допустить пожарные подразделения к тушению пожара, остаться в качестве наблюдающего, а также для инструктирования пожарных. После ликвидации пожара: восстановление нормального режима работы оборудования.

Каждый работающий на ГЭС обязан четко знать и соблюдать установленные правила и инструкции пожарной безопасности, выполнять все противопожарные мероприятия на своем рабочем месте и в других помещениях и сооружениях ГЭС. 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 первичными средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство.

6.1.1 Пожаротушение гидрогенераторов

Пожаротушение обмоток гидрогенераторов производится распыленной водой из специальных устройств (перфорированных колец), смонтированных внутри агрегата. На генераторах устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Включение системы пожаротушения производится дистанционно кнопкой, расположенной в легко доступном месте. Включение устройств пожаротушения гидрогенераторов заблокировано и производится только после отключения гидрогенератора (отключение всех выключателей гидрогенератора и гашения поля ротора) с одновременной подачей импульса на останов агрегата. Отключение систем пожаротушения производится автоматически с выдержкой времени. При ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

6.1.1 Пожаротушение силовых трансформаторов

Пожарная опасность главных трансформаторов обусловлена наличием в них большого количества трансформаторного масла. Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. От магистрального кольцевого водопровода предусматриваются ответвления, на которых устанавливаются задвижки с

электроприводом. Задвижки на сухотрубах всегда закрыты. Открытие задвижек происходит от дифференциальной и газовой защит трансформатора. По периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Кроме автоматического пуска средств пожаротушения предусматривается дистанционный пуск с помощью кнопки с ЦПУ при одновременном автоматическом отключении трансформатора, а также ручным пуском у места установки. На трансформаторах также может предусматриваться система предотвращения взрывов и пожаров SERGI. В качестве необходимого мероприятия по локализации пожара трансформатора предусматривается быстрый отвод от трансформатора полного объема масла и воды пожаротушения в маслосодоотводитель, расположенный на пирсе.

6.1.3 Пожаротушение кабельных сооружений

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Для тушения пожара предусматриваются стационарные установки дренчерного типа. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Предусматривается также дистанционное открытие задвижек с ЦПУ. Пожаротушение предусматривается и от пожарных кранов.

6.1.4 Пожаротушение стационарного маслосодержания

Основным средством для тушения пожара, возникающего в помещениях маслоскладов, помещений регенерации масла и трансформаторных мастерских, является герметизация этих помещений с прекращением притока в них свежего воздуха. Все помещения оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией, и при срабатывании извещателей автоматически отключается вентиляция и подается сигнал о пожаре на ЦПУ. Управление задвижкой слива предусматривается дистанционным с дублирующим ручным приводом, выведенным в безопасное место. Очистка емкости аварийного слива производится с помощью стационарного насоса. Пожаротушение предусматривается от пожарных кранов.

6.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Малмыжской ГЭС выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;

- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

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

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

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 реки Вятка в нижнем бьефе Малмыжской ГЭС;
4. формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» [17] в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

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

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

– технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

6.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются [18], 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.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период, а именно 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 водоохранной зоне;
9. Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
10. Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

6.4 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.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (6.1)$$

где N - объем бетонных работ (15995848 м³);
 q - удельный норматив образования ($q = 1,8\%$);
 ρ - плотность бетона ($\rho = 2,5$ т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{15995848 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 719813 \text{ т.}$$

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 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (6.2)$$

где N - количество арматуры (3998 т);
 q - удельный норматив образования ($q = 1,0 \%$);
 ρ - удельный вес арматуры ($\rho = 2,0$ т/м³);

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{3998 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 79,9 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 719813 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 79,9 т 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.

6.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации 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 первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта; Выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике (Приложение К).

Таблица 7.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	617	617	617	617
Число часов использования установленной мощности	Часы	8576	8576	8576	8576
Выработка электроэнергии	МВт·ч	5291735,04	5291735,04	5291735,04	5291735,04
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	52917,35	52917,35	52917,35	52917,35
Объём реализации электроэнергии	МВт·ч	5238817,69	5238817,69	5238817,69	5238817,69
Тариф на электроэнергию	руб./МВт·ч	1309	1348	1385	1422
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	571,46	588,49	604,65	620,80
НДС к выручке	млн. руб.	87,17	89,77	92,23	94,70

Вывод: из таблицы 7.1 видно, что, с ежегодным повышением тарифа на электроэнергию, даже при установленной выработки электроэнергии повышается выручка от реализации электроэнергии.

7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для

подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации. Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств м 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 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб./Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	157,47
Прочие	274,0	169,07
Итого по ГЭС	529,2	326,54

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 7.3.

Таблице 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 5	0,06
От 6 до 15	0,09
От 15 до 25	0,14
Свыше 26	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс. руб./Мвт	83,53
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс. руб./Мвт·ч	5,85
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс. руб./Мвт·ч	1,70
Итого		91,08

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Вятка составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5 и на рисунке 7.1.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	19,05	107,96	41,11	41,11	41,11
Расходы на страхование, млн.руб.	7,98	14,77	14,33	13,93	13,53
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	108,85	326,54	326,54	326,54	326,54
Расходы на ремонт производственных фондов, тыс.руб.	332,56	615,58	895,31	870,64	845,97
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	29,10	91,08	91,08	91,08	91,08
Налог на воду, млн.руб.	3,73	23,99	25,59	25,59	25,59
Итого, млн.руб.	169,04	564,96	499,54	499,12	498,70

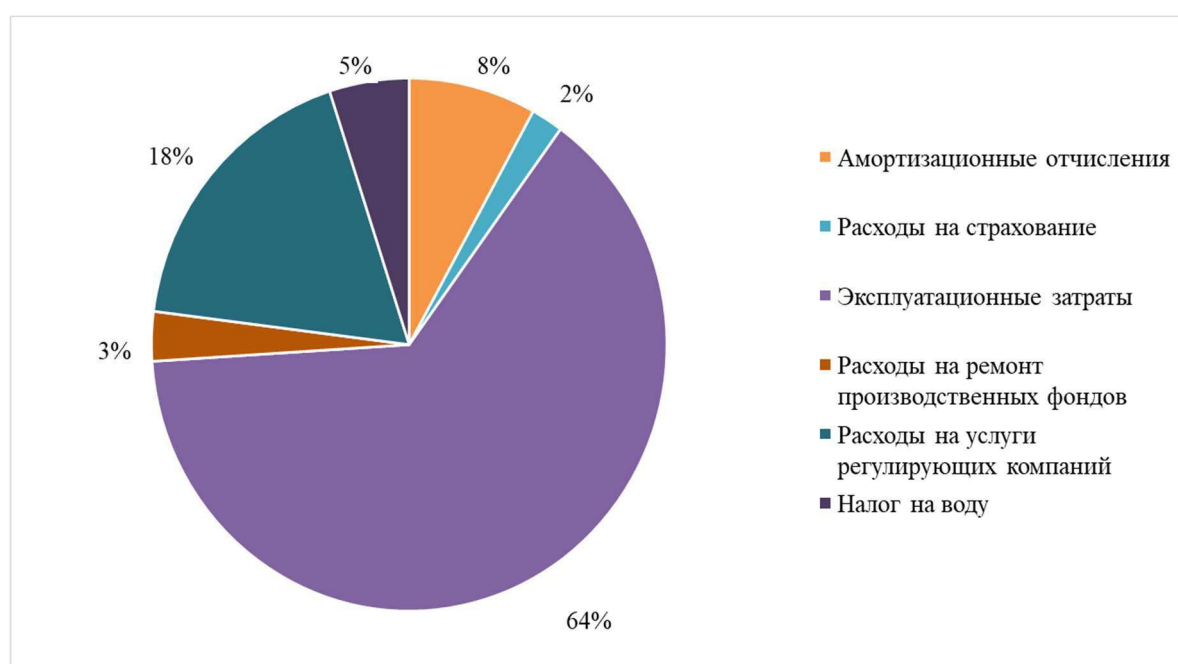


Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

7.2.1 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Малмыжской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- налог на прибыль – 20%;
- НДС – 18%;
- взносы в социальные фонды – 34%;
- налог на имущество – 2,2%
- налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2021-2025 гг. приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	167,53	1105,58	1228,16	1263,15	1297,91
НДС, млн.руб.	27,33	986,36	1123,71	1155,00	1186,12
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	0,46	0,51	0,51	0,51	0,51
Налог на имущество, млн.руб.	10,59	33,46	33,31	32,19	31,28
Итого, млн.руб.	205,92	2125,91	2385,69	2450,84	2515,82

7.2.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7 и на рисунке 7.2.

Таблица 7.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	1006,09	6074,84	6258,09	6431,05	6603,95
Текущие расходы, млн.руб.	169,04	564,96	499,54	499,12	498,70
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	837,05	5509,88	5758,55	5931,93	6105,25
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	837,05	5509,88	5758,55	5931,93	6105,25
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	167,41	1101,98	1151,71	1186,39	1221,05
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	669,64	4407,91	4606,84	4745,55	4884,20
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

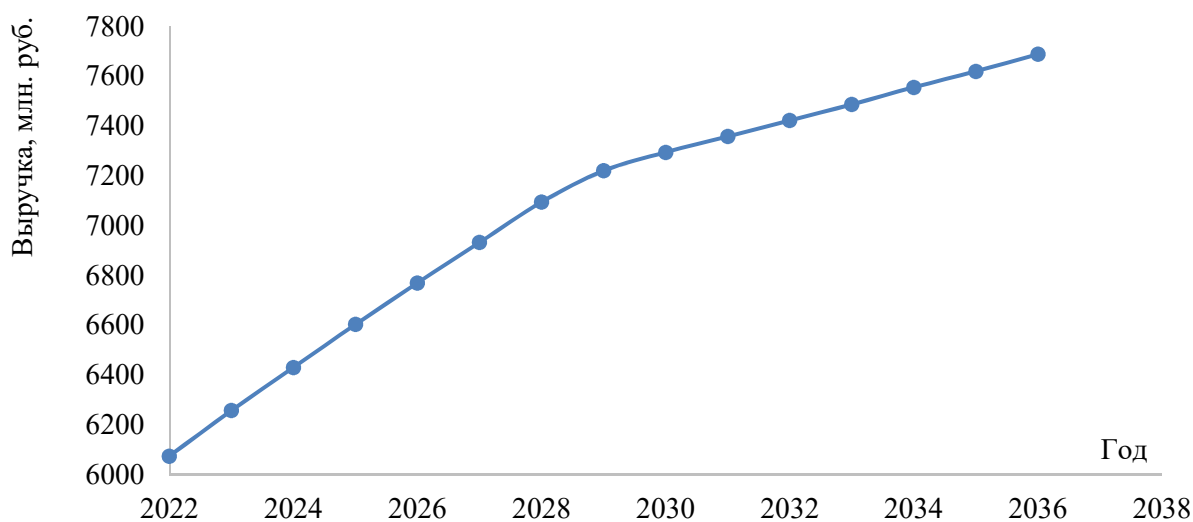


Рисунок 7.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

7.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

7.3.1 Методология

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999 г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99 г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта Project Expert, фирмы Expert Systems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Малмыжской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2018 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

7.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 - Показатели эффективности реализации проекта

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес.	62,0
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	22938,91
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,48
Себестоимость эл. энергии, руб./Квт*ч	0.09
Удельные капиталовложения, руб./Квт	22938,08

7.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Поступления, руб.	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет	198599,62	2115930,97	2377453,57	2443731,16	2509614,48
В региональный бюджет	10591,94	33460,38	33313,89	32187,4	31282,82
Итого налоговых поступлений	209,65	2149,9	2411,28	2476,43	2541,41

7.4 Анализ чувствительности

Типы риска инвестиционного проекта:

- 1) рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- 2) капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- 3) операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный

период;

4) правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;

5) финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 7.10.

Таблица 7.10 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Объем инвестиций (рисунок 7.3);
- б) Цена сбыта (рисунок 7.4);
- в) Ставки дисконтирования (рисунок 7.5).

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

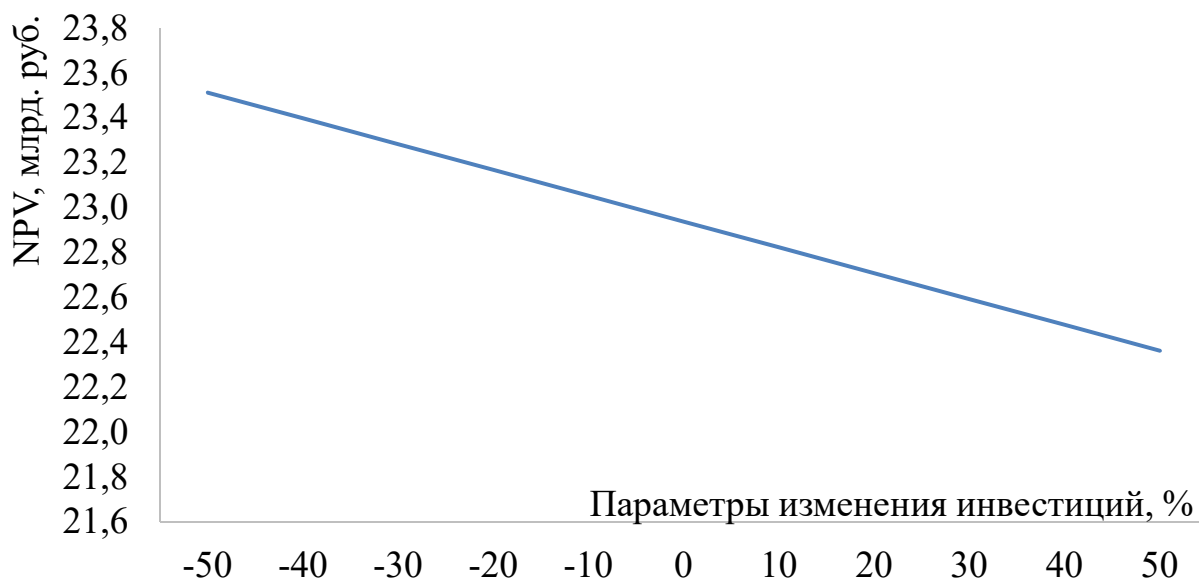


Рисунок 7.3 - Сумма NPV в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод по рисунку 7.3: Увеличение объема инвестиций- уменьшение величины NPV.

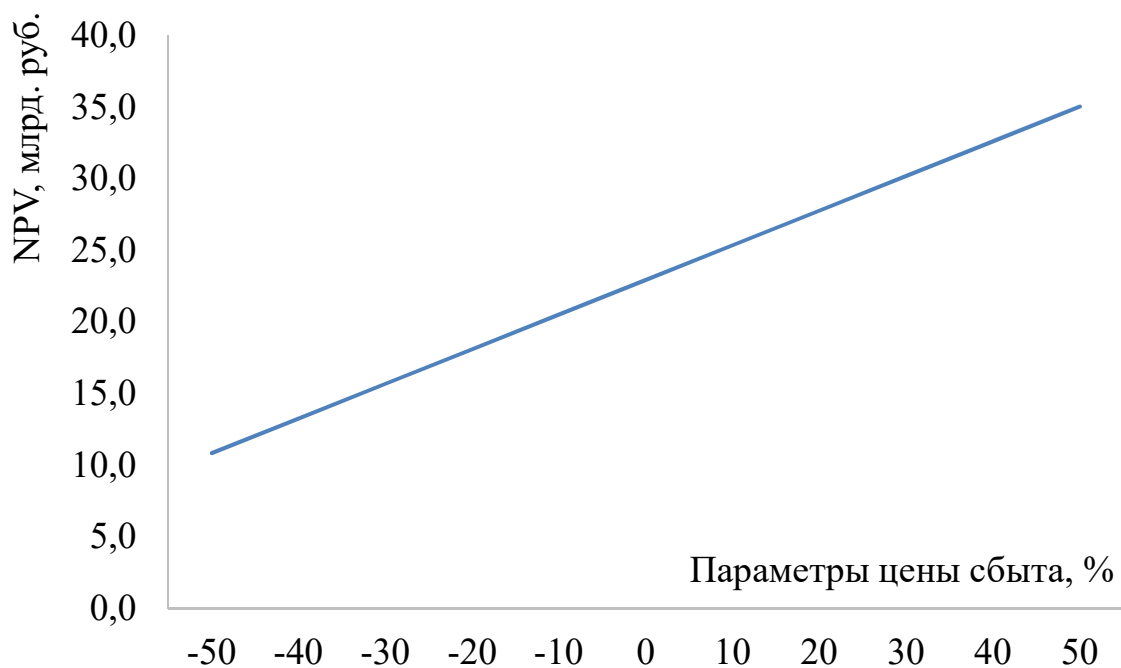


Рисунок 7.4 - Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод по рисунку 7.4: увеличении цены сбыта – увеличение величины NPV.

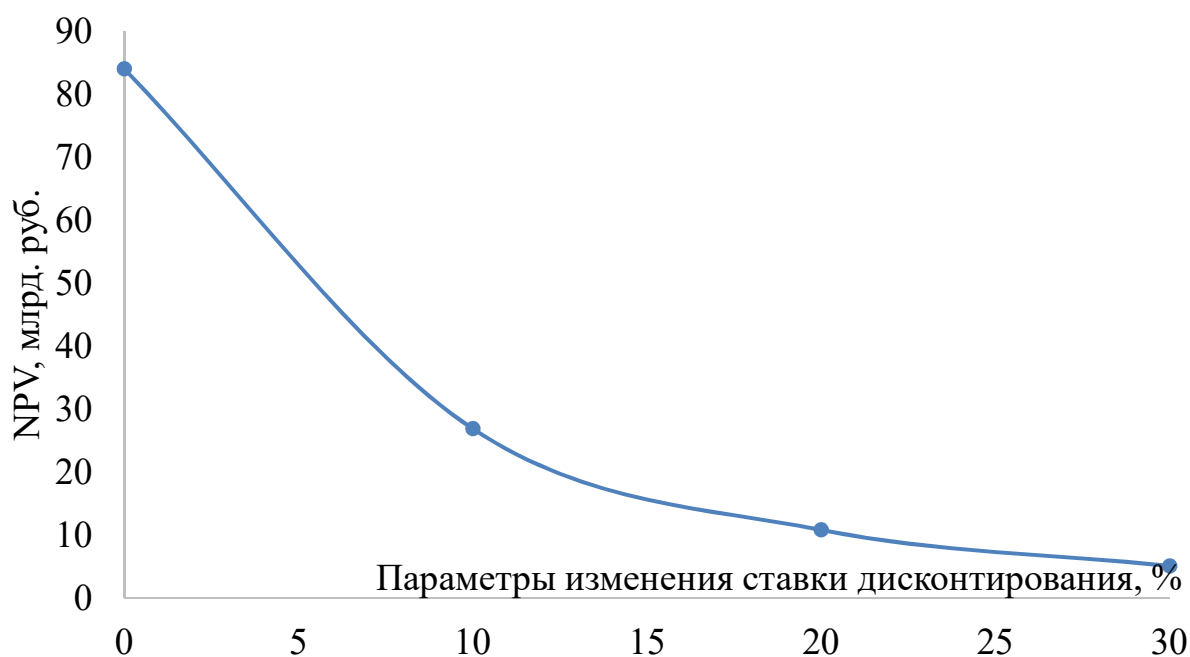


Рисунок 7.5 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод по рисунку 7.5: увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины NPV.

8 Автоматизированная система диагностического контроля гидротехнических сооружений (АСДК ГТС) на примере проектируемой ГЭС

Для выполнения требований технической документации, при соблюдении всех требований к составу и количеству наблюдений, для обеспечения оперативного, информативного, качественного и надежного контроля необходимо внедрение системы АСДК ГТС.

АСДК ГТС внедряется на основании следующих основных нормативно-технических документов (НТД) представленных в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – НТД

Поз.	Нормативный документ	Цитата
1	2	3
1	Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» №117 [20]	Собственник обязан выполнять меры по обеспечению мониторинга за показателями состояния ГТС и на основании полученных данных осуществлять оценку его безопасности.
2	РД 34-20-501-95 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ) п.3.1.28 [21]	Для повышения оперативности и достоверности контроля ответственные напорные гидротехнические сооружения следует оснащать автоматизированными системами диагностического контроля (АСДК).
3	Техническая политика ПАО «РусГидро» [6]	Для повышения оперативности контроля безопасности эксплуатации ГТС и ведения баз данных натурных наблюдений на сооружениях I и II класса (в соответствии с законодательством Российской Федерации) должны создаваться автоматизированные системы диагностического контроля безопасности ГТС (АСДК ГТС), представляющие собой интегрированную систему, предусматривающую возможность автоматизированного опроса КИА (АСО КИА).
4	СТО 70238424.27.140.035-2009 ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. Мониторинг и оценка технического состояния гидротехнических сооружений в процессе эксплуатации. Нормы и требования. [22]	Основой мониторинга состояния гидротехнических сооружений являются регулярные комплексные инструментальные и визуальные наблюдения за диагностическими показателями их состояния в период эксплуатации. Основу технической системы мониторинга составляют: приборные измерительные устройства (ИУ), контрольно-измерительная

Окончание таблицы 8.1

1	2	3
		аппаратура (КИА), автоматизированные (АС, АСО, АСДК) и информационно-диагностические (НДС) системы для получения, обработки и оценки достоверной оперативной информации наблюдений, информации о работе и состоянии сооружения.
5	СТО 17330282.27.140.004-2008 Контрольно-измерительные системы и аппаратура гидротехнических сооружений ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. [23]	Для ответственных гидротехнических сооружений I и II класса контрольно-измерительные системы, контролируемые их состояние, должны быть оснащены автоматизированными системами диагностического контроля (АСДК) с целью оценки состояния сооружений в режиме реального времени. АСДК должна включать автоматизированную систему опроса КИА (АСО КИА) и информационно-диагностическую систему контроля безопасности

Цель создания АСДК ГТС Малмыжской ГЭС - сбор всех данных, параметров и показателей, характеризующих и влияющих на состояние гидротехнических сооружений для обеспечения возможности оперативной обработки и всестороннего анализа собранной информации, получения комплексной оценки и работоспособности гидротехнического сооружения.

8.1 Требования к АСО КИА

Основные технические требования к АСО КИА:

- надёжность;
- функциональность;
- открытость;
- совместимость с другими подсистемами контроля ГТС;
- самоконтроль датчиков и аппаратуры;
- удобство при ремонте, возможность проведения ремонта аппаратуры путем ее блочной замены;
- обеспечение эксплуатационной проверки работоспособности датчиков и каналов связи;
- надежность результатов, получаемых при обработке измерительной информации;
- ремонтпригодность и возможность замены вышедших из строя контрольно-измерительной аппаратуры и отдельных элементов АСО КИА;
- обеспечение безопасного проведения наблюдений, эксплуатационного и технического обслуживания контрольно-измерительных систем и аппаратуры, включая их ремонт и замену.

Общая концепция построения АСО КИА, согласно [23], основана на следующих принципах:

- использование, серийных датчиков промышленного производства для выполнения инструментальных наблюдений различного вида;
- применение системы автоматизированного контроля «открытого» типа, позволяющей наращивать АСО КИА по мере необходимости с применением датчиков и аппаратуры от различных производителей.

Распределенная система дистанционного контроля строится на основе технологии «промышленной сети» с использованием серийно выпускаемых модулей и контроллеров как элементной базы системы удаленного сбора данных.

АСО КИА будет обеспечивать, сквозную передачу данных от первичных датчиков до центрального пульта сбора данных, выполняемого на базе промышленного компьютера-сервера. На выходе АСО КИА интегрируется с информационно-диагностической системой (ИДС) контроля ГТС, которая автоматически передает результаты измерений в общую базу данных АСДК ГТС.

Информационно-диагностическая система (ИДС) контроля безопасности ГТС, как заключительное звено АСДК ГТС, должна получать данные от АСО КИА в автоматическом режиме, проводить анализ полученных данных и автоматически выдавать диагностические сообщения об отклонениях показателей состояния от критериев безопасности.

ИДС должна быть программно совместима с АСО КИА, обеспечивать архивацию и хранение полученной информации, содержать ранее разработанные блоки действующих на станции информационно-диагностических подсистем.

АСО КИА должна быть «открытой системой», то есть построенной на основе стандартов, поддерживаемых большим числом фирм-производителей аппаратуры, и удовлетворяющей требованиям по функциональности, надежности, совместимости и взаимозаменяемости. Открытая система автоматизации должна обладать следующими свойствами:

- взаимодействие и совместимость - возможность построения работоспособной сети на основе компонентов и устройств от разных производителей;
- взаимозаменяемость - возможность замены компонентов аналогичными устройствами от других производителей.

Технические требования к функциональности АСО КИА:

- система должна обеспечивать автоматизированный опрос датчиков, сбор информации, ее хранение, обработку, передачу и анализ в информационно-диагностической системе (ИДС) контроля безопасности ГТС;
- система осуществляет периодический автоматический опрос датчиков по заданному временному режиму; одновременно должна существовать возможность запуска опроса вручную оператором;
- система производит обработку измерительной информации: пересчет отсчетов в показания, при необходимости осреднение данных по заданным

правилам, визуализацию результатов опроса КИА, определяет работоспособность датчиков и каналов связи, выполняет сравнение показаний с пределами измерений.

- АСО КИА должна формировать информационный пакет данных натуральных наблюдений с сохранением всей информации в памяти сервера - промышленного компьютера и в архивах на независимых электронных носителях; должна создавать и хранить протоколы ошибок и сбоев в работе системы [23].

8.2 Натурные наблюдения за состоянием ГТС

В качестве исходные данных, для разработки АСО КИА проектируемой ГЭС, должны использоваться данные проекта оснащения сооружений КИА.

Объем наблюдений и состав КИА, устанавливаемой на гидротехнических сооружениях, должны определяться проектом.

Согласно ПТЭ на гидротехническом сооружении I класса в сроки, установленные местной инструкцией, и в предусмотренном ею объеме должны вестись наблюдения за:

- осадками и смещениями сооружений и их оснований;
- деформациями сооружений и облицовок, трещинами в них, состоянием деформационных и строительных швов, состоянием напорных водоводов;
- режимом уровней бьефов гидроузла, фильтрационным режимом в основании и теле грунтовых, бетонных сооружений и береговых примыканий, работой дренажных и противофильтрационных устройств, режимом грунтовых вод в зоне сооружений;
- воздействием льда на сооружения и их обледенением;
- напряженным и термонапряженным состоянием плотины и ее основания;
- разуплотнением скального основания в зоне контакта с подошвой плотины;
- напряжениями в арматуре.

Также, бетонная плотина Малмыжской ГЭС расположена на многолетнемерзлых грунтах, согласно ПТЭ натурные наблюдения дополнительно должны вестись за:

- температурой основания и береговых примыканий плотины;
- развитием областей замороженного бетона, особенно в зонах сопряжения бетонных и грунтовых сооружений и береговых примыканий плотины;
- процессом деформирования основания и береговых примыканий при оттаивании и изменением основных физико-технических свойств грунтов в результате оттаивания.

8.3 Перечень автоматизированных датчиков и приборов

Функционирование АСДК ГТС обеспечивается комплексом датчиков и приборов КИА.

Измерения параметров состояния ГТС ведутся в соответствии с утвержденной программой и графиком натуральных наблюдений с момента установки соответствующих приборов по перечню наблюдений п.8.2.

В рамках разработки проекта АСДК ГТС автоматизироваться будет:

1) геодезическая КИА: гидронивелиры, прямые и обратные струнные отвесы, инклинометры. В качестве поставщика автоматизированного геодезического оборудования выбираем ООО «НПК «Фаза», а инклинометры - итальянского производства DATAINC.

2) фильтрационная КИА: пьезометры напорные, безнапорные, дренажи итд. В качестве поставщика автоматизированных датчиков выбираем завод «Метран». Для автоматизации измерений в пьезометрической сети, а также сбор данных с любых датчиков, имеющих стандартный токовый выход 4÷20 мА, — комплект аппаратуры семейства «Струна».

3) закладная КИА: ПЛДС, ПЛПС, ПДС итд. Для автоматизации измерений будет использоваться комплект аппаратуры семейства «Струна».

4) датчики для измерения уровней и температуры в бьефах.

8.4 Общая концепция и архитектура построения АСДК ГТС

АСДК ГТС Малмыжской ГЭС представляет собой собою открытую распределенную систему для получения, предварительной обработки, передачи, окончательной обработки, сохранения, а также отображения информации о состоянии гидротехнических сооружений и имеет состоящую из двух взаимодействующих подсистем:

нижний уровень - автоматизированная система опроса контрольно-измерительной аппаратуры (АСО КИА) ГТС;

верхний уровень – программно-технический комплекс, содержащий блок автоматизированного опроса АСО КИА и информационно-диагностическую систему контроля безопасности сооружений (ИДС) с соответствующим компьютерным и программным обеспечением.

8.4.1 Функции АСДК

Функциональные возможности АСДК ГТС позволяют ей реализовывать следующие задачи:

- автоматизированный опрос датчиков КИА, установленных на гидротехнических сооружениях и здании ГЭС;
- обработка данных, полученных от датчиков КИА, и представление данных в виде нормированных значений;
- сравнение полученных данных с критериями безопасной эксплуатации ГТС;

- выдача предупреждающих сообщений о нарушениях критериев безопасной эксплуатации ГТС в АСУ ТП ЛГЭС;
- создание долговременных архивов на серверном оборудовании;
- отображение информации о состоянии гидротехнических сооружений Малмыжской ГЭС на экране мониторов автоматизированных рабочих мест (далее АРМ) службы мониторинга ГТС в виде таблиц, графиков, трендов, трехмерных моделей;
- внеочередной опрос датчиков КИА по инициативе персонала службы мониторинга ГЭС;
- интеграция с внешними автоматизированными системами Малмыжской ГЭС;
- отображение информации самодиагностики о работоспособности системы и наличии связи с внешними подсистемами.

8.4.2 Состав АСО КИА

АСО КИА охватывает следующие объекты и сегменты ГЭС:

- 1) правобережную глухую бетонную плотину;
- 2) станционную плотину;
- 3) водосливную плотину;
- 4) здание ГЭС;
- 5) левобережную земляную плотину.

АСО КИА построена как открытая распределенная система для приема, обработки, отображения, хранения и документирования информации о состоянии гидротехнических сооружений ГЭС. АСО КИА имеет трехуровневую иерархическую структуру.

Инфраструктуру системы составляют:

- 1) датчики различного типа, которые установлены на объектах ГЭС;
- 2) регистраторы данных, которые выполняют первичную обработку замеров, поступающих от датчиков;
- 3) серверы и рабочие станции пункта управления;
- 4) каналы передачи данных и телекоммуникационную систему, которые обеспечивают передачу информации на пункт управления и связи сервера базы данных с рабочими станциями.

В связи с расположением станции в северной климатической зоне, дополнительно устанавливаем метеостанцию, с помощью которой проводят измерения атмосферного давления, относительной влажности воздуха, температуры воздуха, скорости ветра, направления ветра, количества осадков.

Структура технических и программных средств обеспечивает возможность модернизации, введение дополнительного оборудования, которое позволит повысить технические и эксплуатационные характеристики АСО КИА, в соответствии с требованиями указанными в п.8.1.

АСО КИА структурно включает следующие элементы:

1. нижний уровень – контрольно-измерительная аппаратура (КИА): первичные датчики и измерительные устройства;

2. средний уровень – система телекоммуникаций, преобразования и передачи информации в цифровом коде на центральный блок сбора данных АСО КИА;

3. верхний уровень – программно-технический комплекс, содержащий блок автоматизированного опроса АСО КИА и информационно-диагностическую систему контроля безопасности сооружений (ИДС) с соответствующим компьютерным и программным обеспечением.

Рассмотрим подробнее каждый уровень:

1. Нижний уровень АСО КИА.

Технические средства нижнего уровня АСО КИА обеспечивают: получение информации о состоянии гидротехнических сооружений от измерительных датчиков;

передача информации на средний уровень АСО КИА.

Нижний уровень содержит в своем составе:

автоматизируемые датчики геодезической, фильтрационной и закладной КИА.

2. Средний уровень АСО КИА

Технические средства среднего уровня АСО КИА обеспечивают: сбор информации от технических средств нижнего уровня АСО КИА о состоянии гидротехнических объектов контроля;

первичную обработку информации на сервере УСООД;

хранение полученных результатов измерений на сервере баз данных АСО КИА;

передачу по каналам связи обобщенного массива информации от датчиков о состоянии гидротехнических объектов контроля на верхний уровень АСО КИА (ИДС) для ее окончательной обработки и комплексного анализа;

параметризация и контроль работы датчиков и приборов при помощи автоматизированного рабочего места (АРМ ГТС).

Средний уровень содержит в своем составе:

1) распределительные измерительные подсистемы (РИП), территориально распределенные по помещениям в галереях плотины.

РИПы изготовлены в различных вариантах исполнений, отличающихся друг от друга количеством монтажных единиц (шкафов), количеством измерительных каналов, количеством и типом коммутационных портов. Используемая модульная структура РИПов позволяет наращивать количество точек измерений. Всего в АСДК ГТС используется пять территориально распределенных по помещениям в галереях плотины РИПов. Внутри шкафа РИП (рис. 4) смонтированы и налажены следующие технические средства:

многоканальный периодомер-частотомер для опроса закладных датчиков; терминальный сервер для преобразования интерфейса из RS-485 в Ethernet;

модуль ввода нормированных сигналов 4–20 мА для опроса фильтрационной КИА;

модуль ввода дискретных сигналов;

коммутаторы и медиа конверторы Ethernet для обеспечения связи по локально-вычислительной сети;

кроссовая часть.

2) устройство сбора, обработки и обмена данными (УСООД) – сервер сбора данных, отвечает за опрос РИП;

3) сервер баз данных АСО КИА, предназначенный для хранения архива необработанных данных и передачу их в сервер ИДС;

4) АРМ ГТС – персональный компьютер, отвечающий требованиям вычислительной мощности, с установленным программным обеспечением АСО КИА (разработка ЗАО «Фирма ЭПРО»).

Локально-вычислительная сеть (далее ЛВС) АСО КИА, объединяющая между собой все РИПы и серверы АСО КИА, организована с использованием одномодового оптоволоконного кабеля и соответствующего сетевого оборудования. ЛВС образует резервированное кольцо — технология turbo-ring, обеспечивая высокопроизводительную, надежную и защищенную от помех связь.

3. Верхний уровень АСО КИА

Технические средства верхнего уровня АСО КИА обеспечивают:

- прием информации от технических средств среднего уровня АСО КИА о состоянии гидротехнических объектов контроля и о текущем состоянии технических и программных средств среднего и нижнего уровней;

- прием и передачу информации внешним абонентам по стандартным каналам связи;

- обработку информации о состоянии гидротехнических объектов контроля;

- отображение информации;

- долговременное и оперативное хранение информации;

- документирование информации;

- управление техническими и программными средствами АСО КИА.

Верхний уровень содержит в своем составе:

1) сервер ИДС (сервер сбора и базы данных);

2) АРМы пользователей;

АРМ, реализованное на базе персонального компьютера, является средством доступа к результатам измерений и вычислений системы, обеспечивает вывод на экран монитора, а также в виде твердой копии таблиц, графиков, трендов, сообщений о текущем состоянии и отклонениях в работе ГТС ЛГЭС, а также ввод ручных измерений и визуальных наблюдений.

3) локально-вычислительная сеть, объединяющая между собой АРМы и сервер ИДС.

Структурная схема АСДК ГТС Малмыжской ГЭС представлена на рисунке 8.1.

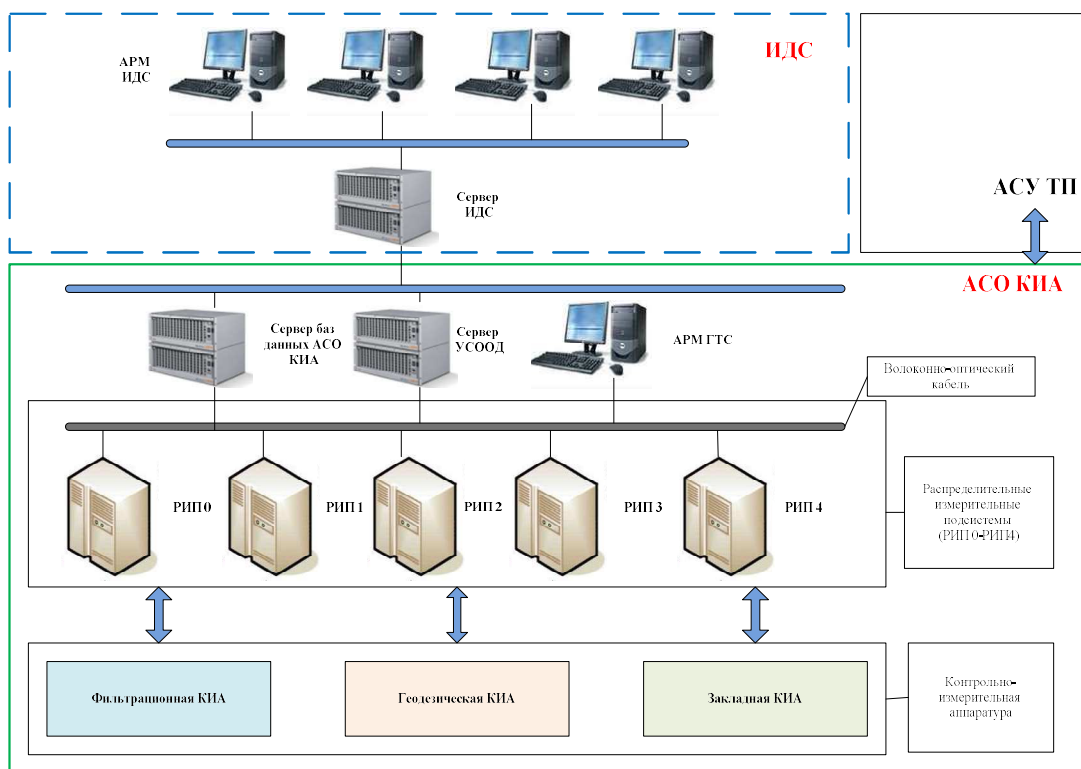


Рисунок 8.1 - Структурная схема АСДК ГТС Малмыжской ГЭС

8.5 Принцип действия АСО КИА

Контрольные точки размещаются в соответствующих створах плотины и в сооружениях ГЭС и составляют группы точек.

Данные замеров от контрольных точек (датчиков) по кабельным линиям связи поступают на регистраторы систем сбора данных.

Линиями телекоммуникационной сети данные, собранные регистраторами, передаются на пункт управления (к серверу базы данных), который размещается, как правило, в инженерной комнате.

В инфраструктуру ИДС входит метеостанция, которая размещается, как правило, на крыше здания ГЭС.

Функционирование АСО КИА в различных режимах работы обеспечивается соответствующими режимами работы технических средств, математическим, информационным, программным и метрологическим обеспечением.

АСДК ГТС Малмыжской ГЭС реализует задачу взаимодействия как между составляющими ее блоками, так и с внешними подсистемами (рисунок 8.2).

К числу внешних подсистем относятся автоматизированная система управления технологическими процессами (далее АСУТП) станции. Обмен данными реализован с использованием механизма SQL-запросов и изолированных каналов связи (технология VLAN) через резервированную сеть. Сигналы о превышении критериальных значений и потери связи с подсистемами АСДК ГТС передаются в общестанционную сигнализацию АСУТП.

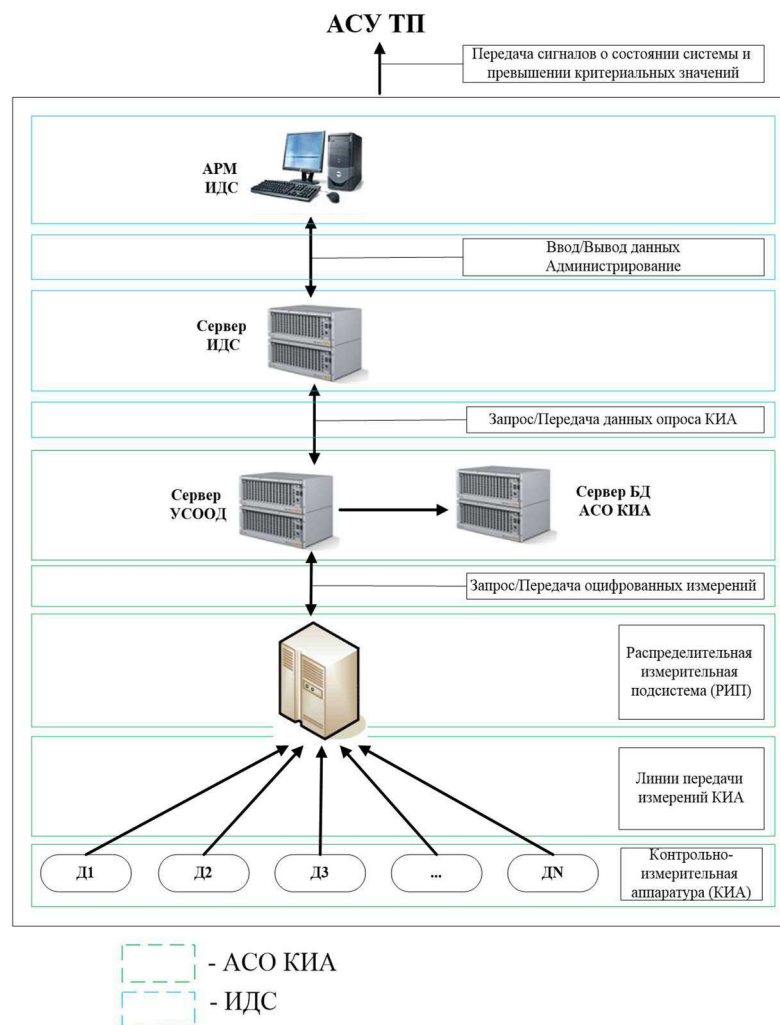


Рисунок 8.2 – Функциональная схема АСДК ГТС

8.6 Критерии и пределы безопасного состояния работы АСДК ГТС

Технические средства нижнего и среднего уровней при эксплуатации устойчивы к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха в следующих диапазонах:

нижнее значение температуры окружающего воздуха должно быть не ниже, чем -30°C ;

верхнее значение температуры окружающего воздуха должно быть не выше, чем 40°C ;

верхнее значение относительной влажности при 30°C должно быть не выше, чем 80%.

Технические средства верхнего уровня, которые реализованы в офисном исполнении, устойчивы к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха в следующих диапазонах:

нижнее значение температуры окружающего воздуха должно быть не ниже, чем 10°C ;

верхнее значение температуры окружающего воздуха должно быть не выше, чем 40°C ;

верхнее значение относительной влажности при 30°C должно быть не выше, чем 75%.

8.7 Результат внедрения АСДК ГТС

Внедрение АСДК ГТС позволит достичь следующих целей:

повышена точность, надежность и достоверность результатов натуральных наблюдений;

увеличена оперативность контроля и диагностирования состояния ГТС гидроузла;

обеспечен постоянный контроль работоспособности КИА в процессе мониторинга состояния ГТС;

достигнут качественно новый эффект при проведении инструментальных наблюдений;

повышенная частота опроса датчиков, по сравнению с ручным опросом КИА;

позволяет осуществлять регистрацию и анализ нестационарных процессов, связанных с быстрыми изменениями режима работы ГЭС;

снижены трудозатраты и практически исключены ошибки в процессе опроса КИА и ввода информации в базу данных;

повышена производительность и улучшены условия труда персонала ГЭС, занятого натурными наблюдениями и обработкой их результатов.

В объем спецвопроса не входит разработка схем размещения КИА, при этом для примера рассмотрим схему установки и работы автоматизированных инклинометров на сооружениях и прилегающей территории.

8.8 Схема установки автоматизированных инклинометров

Зоны установки инклинометров определяется в соответствии с местом расположения проектируемой ГЭС.

Одним из факторов, определяющим эколого-геоморфологическую ситуацию территории Малмыжского района, является широкое распространение оползневых процессов. Наиболее часто оползни возникают на склонах речной долины реки Вятка, сложенных чередующимися водоупорными (глинистыми) и водоносными (гравийно-песчаными) породами. Оползневые явления сопровождаются изменением рельефа, геологического строения, и указывают на то, что горные породы на склоне или в откосе потеряли устойчивость.

На формирование и развитие оползневых процессов оказывают влияние как природные, так и антропогенные факторы:

- геологическое строение и рельеф (постоянные);
- современные тектонические движения, климат, гидрогеологические условия, растительность, почвы (медленно изменяющиеся);
- метеорологические, гидрологические, сейсмические условия;
- хозяйственная деятельность (быстроизменяющиеся).

В Малмыжском районе ландшафтно-оползневые системы формируются, под влиянием умеренно-континентального климата с засушливым летом и умеренно-холодной зимой, неравномерным выпадением осадков, чаще всего в виде ливней.

Помимо сказанного применение инклинометрической системы осуществляется на основании следующих основных НТД представленных в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – НТД по установке инклинометров

Нормативный документ	Цитата
2	3
<p>СТО 70238424.27.140.004-2008 Контрольно-измерительные системы и аппаратура гидротехнических сооружений ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. [23]</p>	<p>5.3.1 Контроль осадков должен выполняться с использованием следующих приборов и устройств... - инклинометрических труб...</p> <p>5.3.2 Контроль горизонтальных перемещений должен выполняться с использованием ... - инклинометров...</p> <p>6.2.5 В инклинометрах основным закладным элементом является гибкая труба с заложенными в ее стенах через определенные интервалы по высоте измерительными элементами. По наклонам участков трубы вычисляются горизонтальные смещения в каждой точке измерений.</p> <p>7.3.4 Для изучения оползневых, потенциально неустойчивых склонов, подвижек по разломам могут создаваться отдельные, локальные сети. На оползневых склонах с малыми смещениями (1 - 2 мм в год) могут дополнительно применяться обратные отвесы. Якоря отвесов закладывают ниже предполагаемой плоскости скольжения оползня (отметка плоскости 26 скольжения определяется по данным инженерно-геологических изысканий). При большей скорости смещений возможно применение инклинометров.</p> <p>7.3.6 Внутренние плановые сети могут включать измерения инклинометрические.</p> <p>7.3.7 Инклинометры закладывают в основаниях плотин для измерения смещений основания на разных глубинах.</p>
<p>СП 116.13330.2012 Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 22-02-2003 [24]</p>	<p>4.14. В необходимых случаях в проекте следует предусматривать установку контрольно-измерительной аппаратуры и устройство наблюдательных скважин, постов, геодезических реперов, марок и т.д. для наблюдения в период строительства и эксплуатации за развитием опасных процессов и работой сооружений инженерной защиты. В проекте должны быть предусмотрены состав и режим необходимых наблюдений (мониторинг) и соответствующие дополнительные мероприятия по обеспечению надежности сооружений и эффективности инженерной защиты.</p>

На основании вышеизложенного необходимо ввести автоматизированную двухосевую систему наблюдения, берегов водохранилища как в верхнем бьефе, так и в нижнем бьефе на протяженность не менее 100 км от свора Малмыжской ГЭС, для предупреждения и предотвращения оползневых процессов в

водохранилище. Также инклинометры закладывают в основаниях плотин для измерения смещений основания на разных глубинах.

Для наблюдения установленных инклинометрических скважин используем двухосевую инклинометрическую систему MEMS – OG390, итальянского производства DATAINC. В настоящее время аналог Российского производства отсутствует. Пробуренная до проектной глубины скважина обсаживается специализированной обсадной инклинометрической трубой (рисунок 8.3), в которой ведутся измерения при помощи инклинометрического зонда. Инклинометрический зонд используется для измерения угла отклонения ствола скважины. Результаты инклинометрических наблюдений позволяют оценить величину латерального перемещения грунта и определить глубину поверхности смещения.

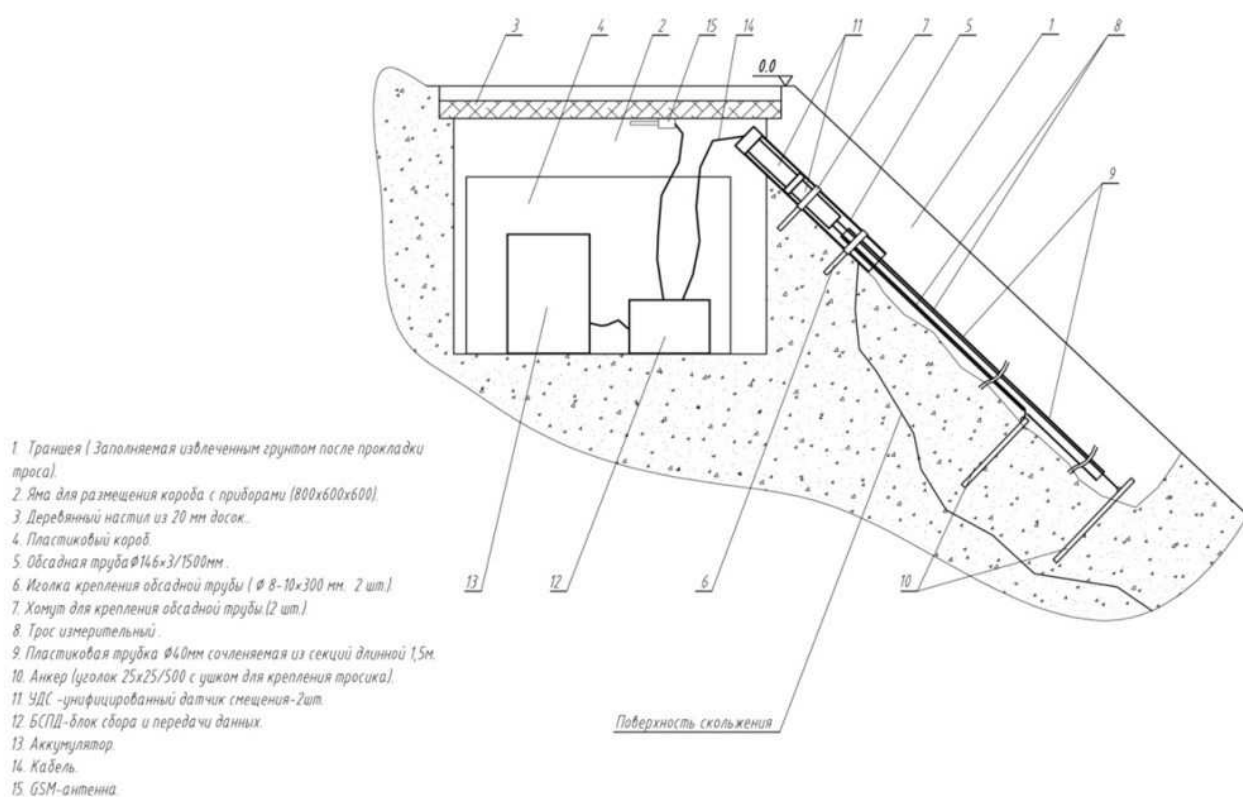


Рисунок 8.3 - Схема створа с измерительным оборудованием

Основные технические характеристики применяемой двухосевой инклинометрической системы MEMS – OG390 (итальянский инклинометр фирмы DATAINC): диапазон измерений от вертикали $\pm 30^\circ$; измерительная база зонда 500 мм; чувствительность зонда 0.00017°; разрешающая способность ± 0.025 ммх; повторяемость (воспроизводимость) ± 0.050 ммх 500 мм; точность ± 1.5 мм на базе 25 м.

Структурная схема предлагаемой системы автоматизированного мониторинга приведена на рисунке 8.4. Она разработана на основе технических и программных средств.

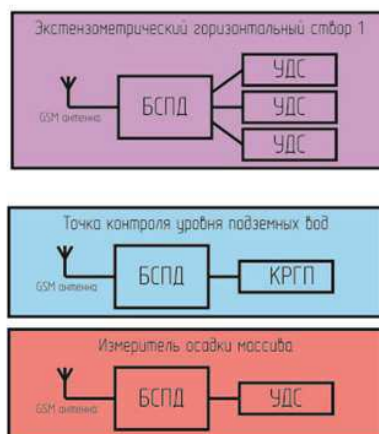


Рисунок 8.4 - Структурная схема системы автоматизированного мониторинга

Как видно из рисунка 8.4, система представляет необходимый набор датчиков контроля, соединенных с соответствующими блоками сбора и передачи данных. Все оборудование размещается в специальных колодцах, закрытых люками, что позволяет защищать его от несанкционированного доступа. Блок сбора и передачи данных предназначен для сбора информации с цифровых датчиков по заданной программе и передачи собранной информации в центр сбора информации, который может быть оборудован в любом удобном помещении. Все оборудование работает в автономном режиме либо от аккумуляторов ёмкостью 42 А-ч, которых хватает на 8-10 месяцев непрерывной работы, либо от сети. Информация от блока сбора и передачи данных передается в центр сбора информации по GSM каналу. Центр сбора информации может быть реализован на персональном компьютере, совместимом с IBMPC.

Система автоматизированного мониторинга работает в режиме охранной сигнализации, т.е. в каждом устройстве, которое контролирует один из параметров, можно выставить заранее порог срабатывания, при превышении которого будет послан сигнал тревоги в центр сбора информации. Сигналы тревоги посылаются также и при несанкционированном доступе к оборудованию.

Пример обработанных данных автоматического инклинометрического мониторинга представлены на рисунке 8.5.

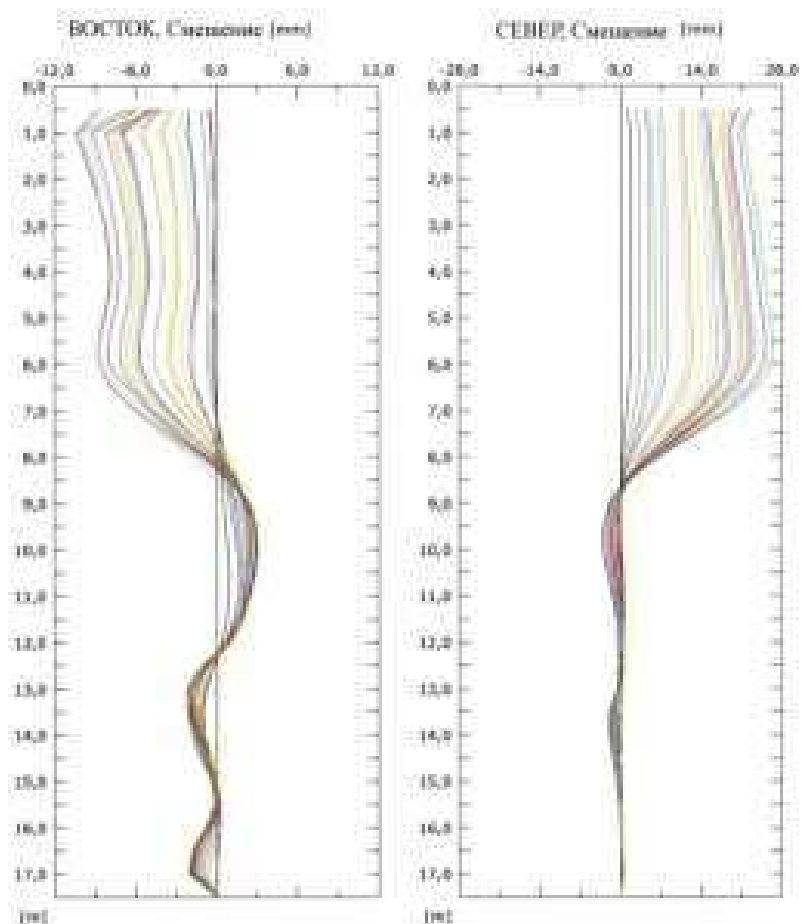


Рисунок 8.5 - Пример данных инклинометрических наблюдений на оползневом участке

В режиме «online» по данным автоматизированного мониторинга выявляются глубина и величины возможных оползневых смещений в пределах оползневого склона.

Автоматизированный деформационный мониторинг позволяет осуществлять:

- оперативный прогноз изменений состояний грунтового массива для оценки безопасности функционирования ГЭС и обоснования решений по необходимым мероприятиям в экстренных ситуациях;
- осуществлять прогноз активизации и развития оползневых деформаций на склоне и заблаговременного предупреждения о приближении возможных экстренных ситуаций, связанных с интенсификацией оползневых смещений на склоне;
- сопоставлять результаты взаимосвязей показаний точек контроля по данным мониторинга состояния грунтового основания, конструктивных элементов инженерной защиты и оползневых деформаций склонового массива

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Малмыжской ГЭС высотой 54,6 м на реке Вятка, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность ГЭС, а также определена зона ее работы в суточном графике нагрузки. Установленная мощность составила $N_{уст} = 617$ МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 47,5 м. Полезный объем при данных отметках НПУ 53 м и УМО составляет 5,5 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 2,8 млрд.кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы, на которой определены следующие напоры:

- максимальный 41 м;
- расчетный 35,2 м;
- минимальный 32,2 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 1900 м³/с.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант турбины типа РО45 с четырьмя гидроагрегатами, диаметром рабочих колес 8 м.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 62,5 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-1490/70-96 с номинальной активной мощностью 182 МВт.

Компоновка гидроузла была принята русловой. Здание ГЭС – приплотинного типа.

Длина створа по гребню составляет 594 м. Компоновка гидроузла была принята русловой.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 190 м;
- стационарная бетонная плотина – 134 м;
- глухая бетонная плотина между водосливной и стационарной плотинами – 38 м;
- правобережная глухая бетонная плотина – 90 м;
- левобережная земляная насыпная плотина – 45 м;
- здание ГЭС приплотинного типа.

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 39,3 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 4 м;
- отметка порога водослива – 47,5 м;
- число водосливных отверстий – 10;
- ширина водосливных отверстий в свету – 14 м;

- отметка гребня – 58,6 м;
- ширина гребня – 28 м.

Была запроектирована водобойная стенка высотой 9,5 м, водобойная плита длиной 38 м и толщиной 3 м, рисберма длиной 38 м.

В результате статического расчета были собраны все нагрузки, действующие на плотину, произведен расчет по критериям прочности. В результате расчета устойчивости было установлено, что плотина подвержена схеме плоского сдвига, найденные для расчетных случаев коэффициенты надежности удовлетворяют нормативным. Сооружение удовлетворяет требованиям надежности и прочности. В связи с тем, что превышение расчетных коэффициентов устойчивости над нормативными не более 10% т.е. профиль плотины выполнен экономично.

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:

- удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,09 руб.кВт/ч;
- период окупаемости 5 лет 2 мес.

Таким образом, строительство Малмыжской ГЭС с установленной мощностью 617 МВт в настоящее время является актуальным.

В качестве спецвопроса была рассмотрена автоматизированная система диагностического контроля на примере проектируемой ГЭС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский, А.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, 2005. - 174 с.
2. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.: ил.
3. Васильев, Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие/ Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.: ил.
4. Мосин, К.Ю. Гидрология: Методические указания к практическим занятиям/ сост.– Саяногорск: СШФ КГТУ, 2001. – 53 с.
5. Критерии классификации ГТС, постановление №986 от 02.11.2013 г.
6. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения./ Москва, 2013. – 43 с.
7. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта/Лыбина Т.А., Ульянова Н.П., Затеев В.Б.: СШФ СФУ, Саяногорск, 2016. – 62 с., ил.
8. Киселев В.Г. Справочник по гидравлическим расчетам/ сост.– Москва: Энергия, 1972. – 312 с.
9. 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: Госстрой России, 2013. – 111 с.
10. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. – Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85; введ 01.01.2013. – Москва: Госстрой России, 2013. – 48с.
11. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. – Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84*; введ 01.01.2013. – Москва: Госстрой России, 2013. – 74с.
12. Телешев В.И. Организация, планирование и управление гидротехническим строительством - Москва: стройиздат, 1989. – 416 с.
13. Галузин В.М., Комаринский М.В., Телешев В.И. Выбор машин и оборудования для производства бетонных работ (учебное пособие): СПбГТУ, 1995 - 80 с.
14. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утвержденных приказом Минтруда России от 24.07.2013г. №328н.
15. СанПиН 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» - Утверждено 01.07.1985 - Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1987. – 32 с.
16. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» (№ 7-ФЗ от 10.01.2002 г). [Электронный ресурс]. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

17. «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9). [Электронный ресурс]. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

18. «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденные приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113.

19. «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

20. Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (№117 от 03.06.2016 г.). [Электронный ресурс]. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

21. РД 34-20-501-95 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ) утвержденные приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 24.08.1995г. [Электронный ресурс]. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

22. СТО 70238424.27.140.035-2009 ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. Мониторинг и оценка технического состояния гидротехнических сооружений в процессе эксплуатации. Нормы и требования; введ 31.12.2009. – Москва: НП «ИНВЭЛ», 2009. – 64с.

23. СТО 70238424.27.140.021-2008 Контрольно-измерительные системы и аппаратура гидротехнических сооружений ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования; введ 31.10.2008. – Москва: НП «ИНВЭЛ», 2008. – 50с.

24. СП 116.13330.2012 Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 22-02-2003; введ 01.01.2012. – Москва: Минрегион России, 2012. – 60с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Суточный график нагрузки и ИКН по лету

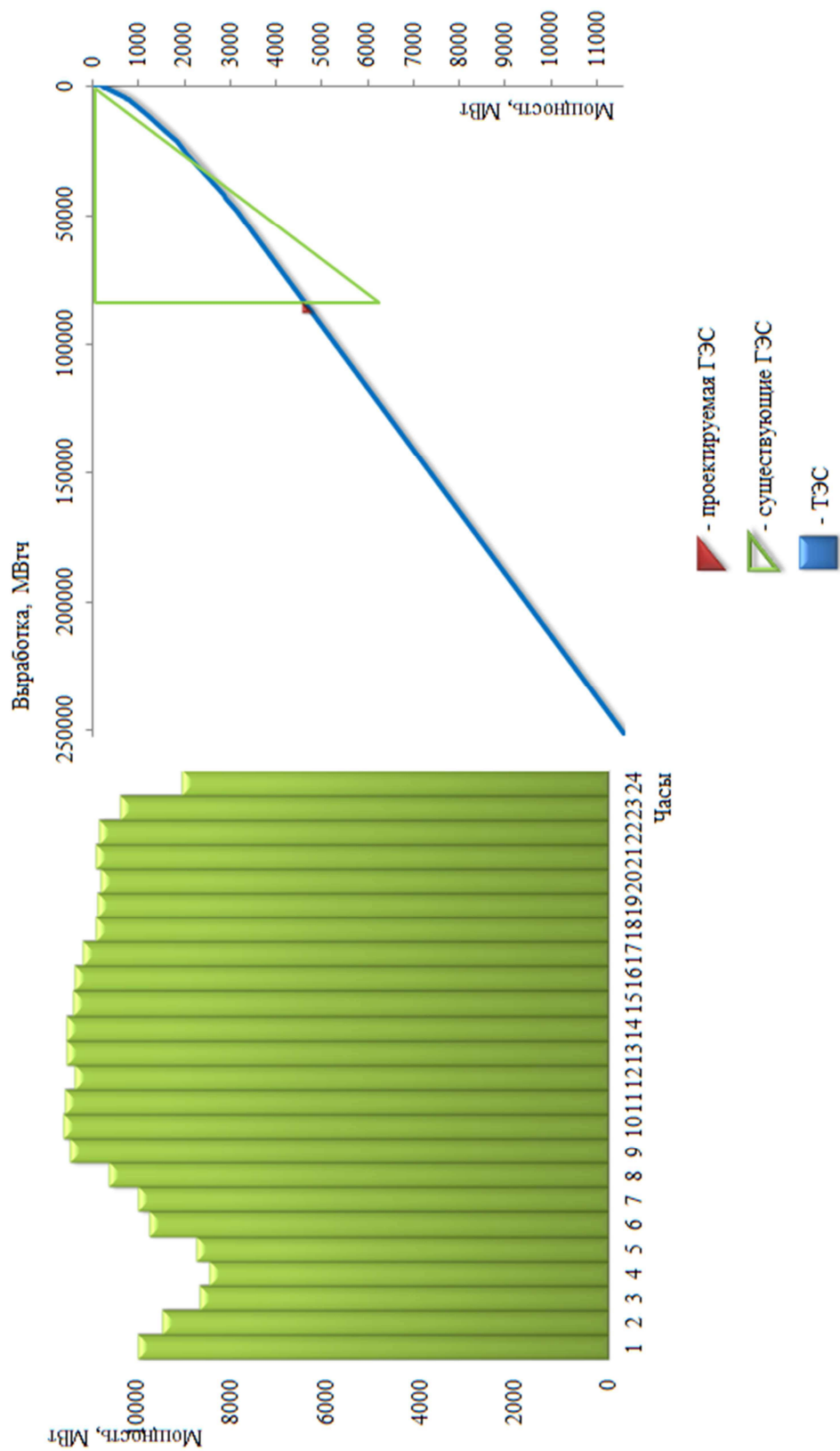


Рисунок А.1 - Суточный график нагрузки и ИКН по лету

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Суточный график нагрузки и ИКН по зиме

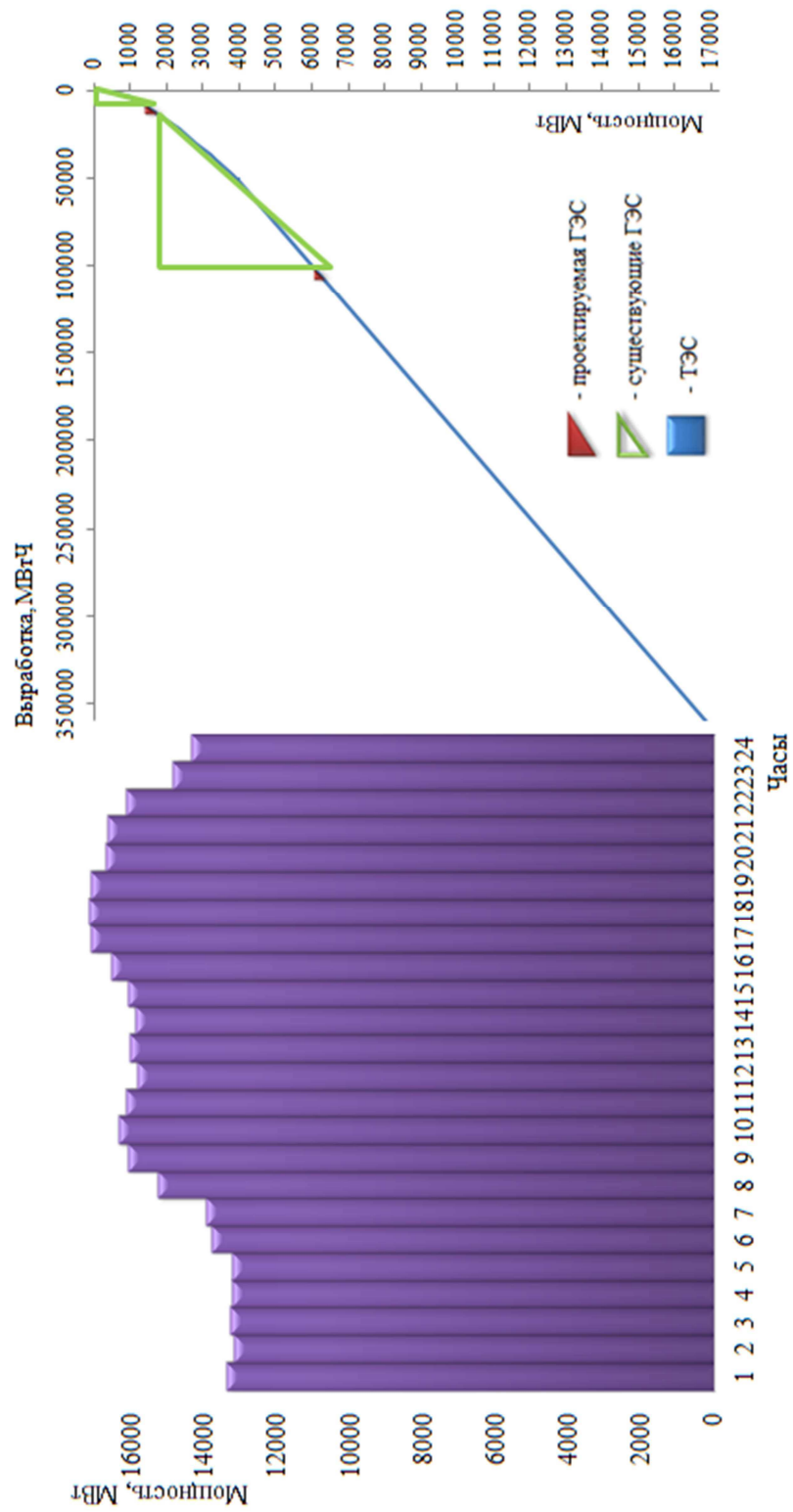


Рисунок Б.1 - Суточный график нагрузки и ИКН по зиме

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Главная универсальная характеристика РО45/820-В-800

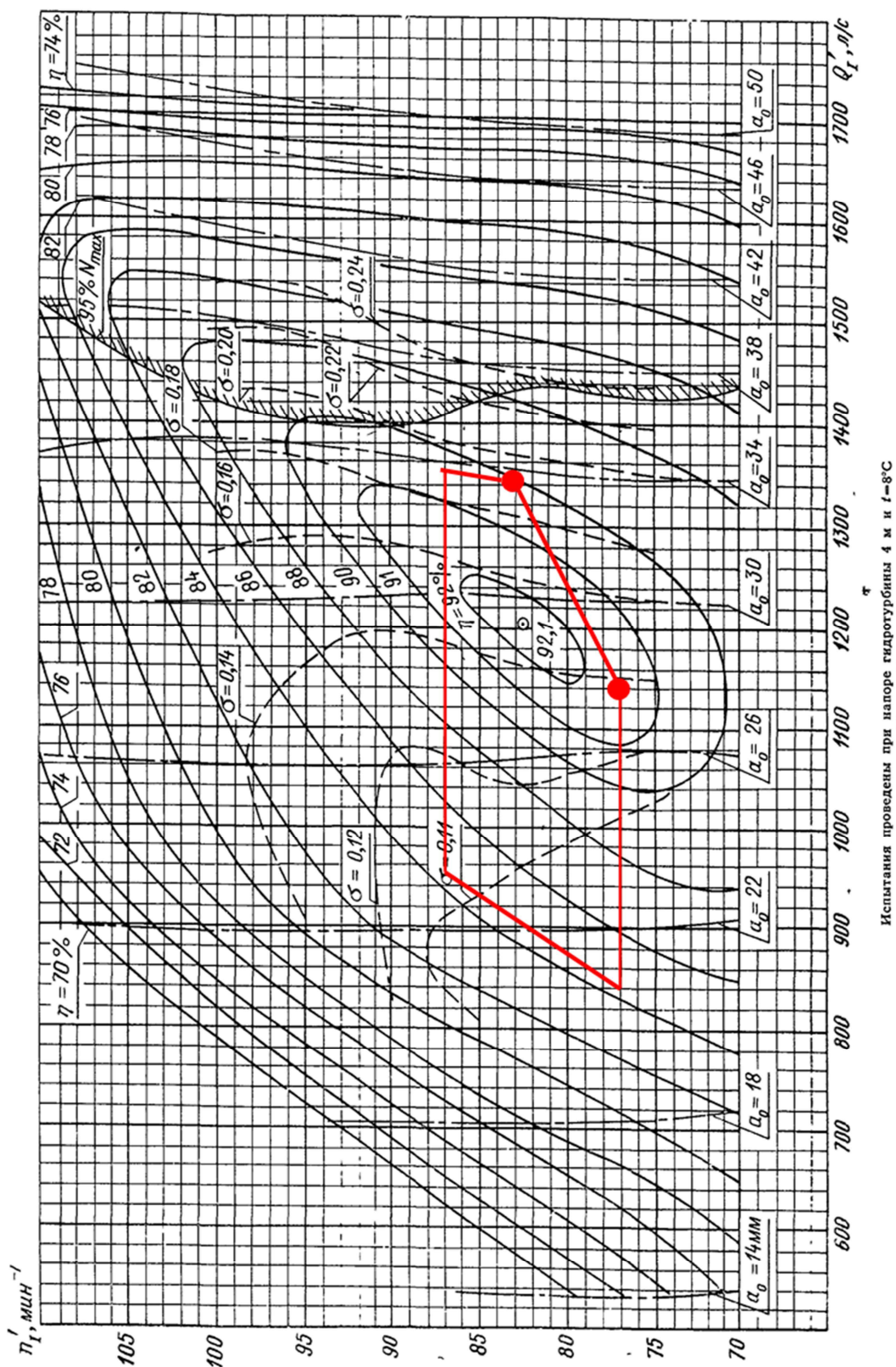


Рисунок В.1 - Главная универсальная характеристика РО45/820-В-800

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Проточная часть турбины РО45/820-В

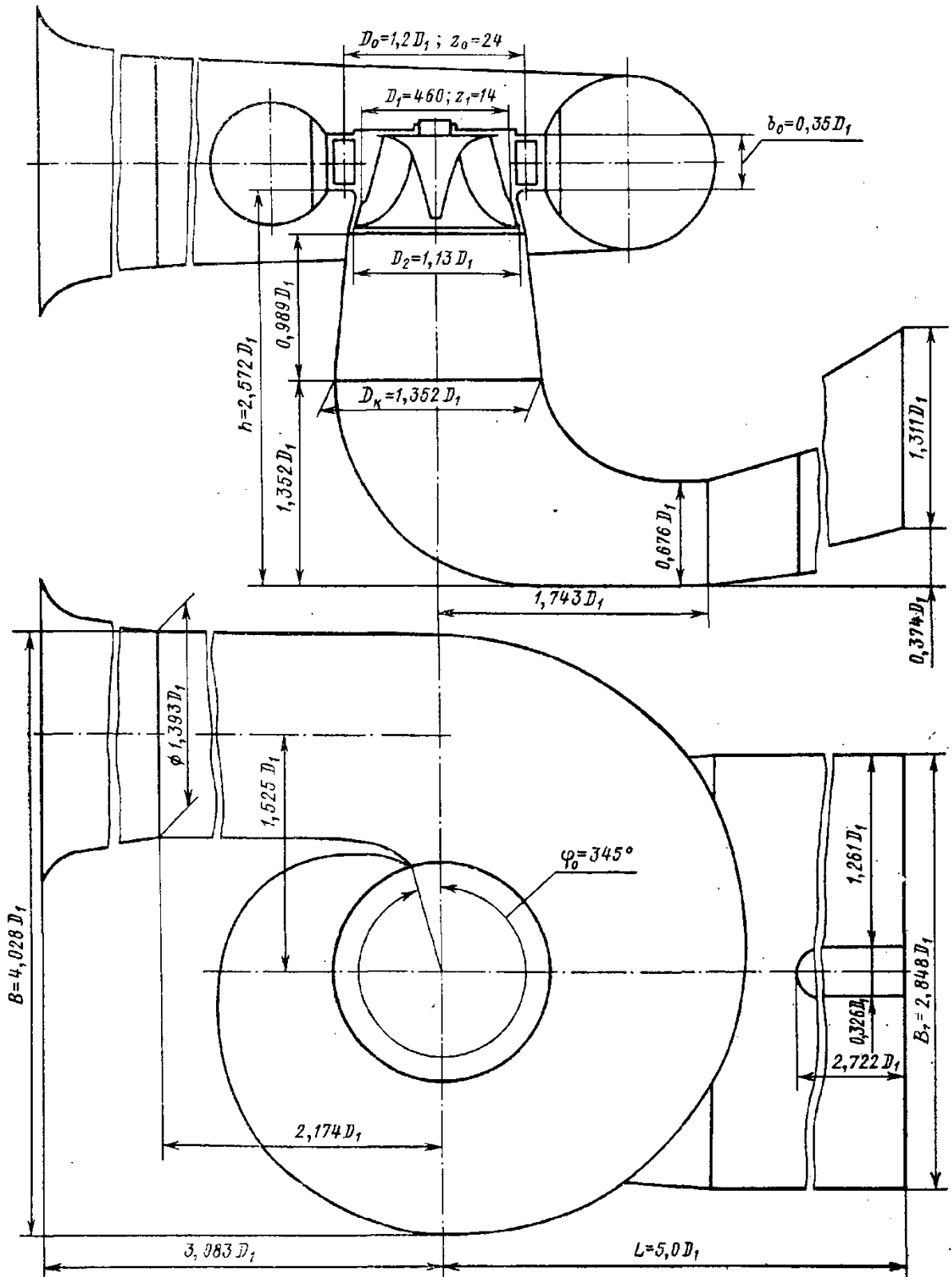


Рисунок Г.1 – Проточная часть турбины РО45/820-В

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Фильтрационный расчет для основного случая

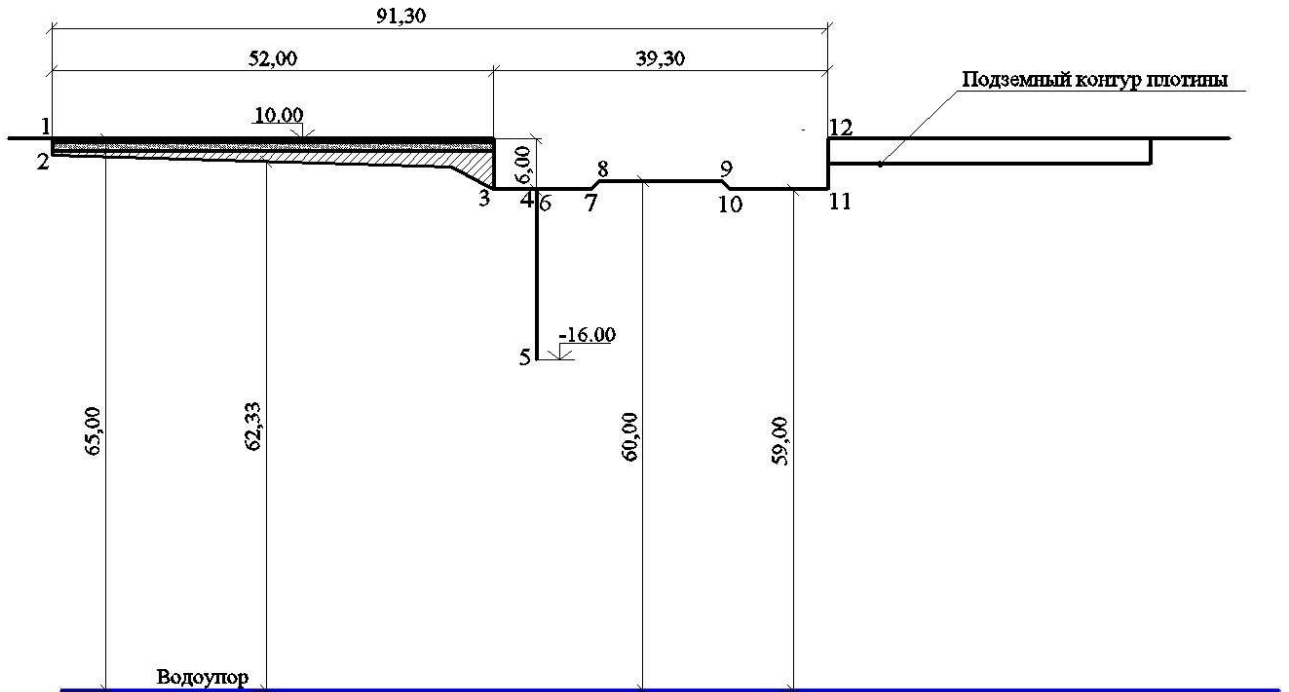


Рисунок Д.1 – Подземный контур плотины с основными расчетными размерами для фильтрационного расчета

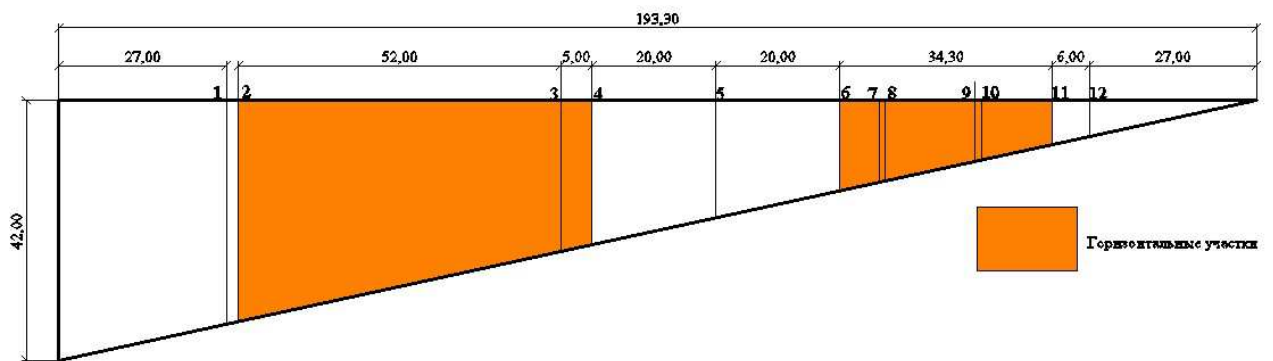


Рисунок Д.2 – Треугольник потерь напора

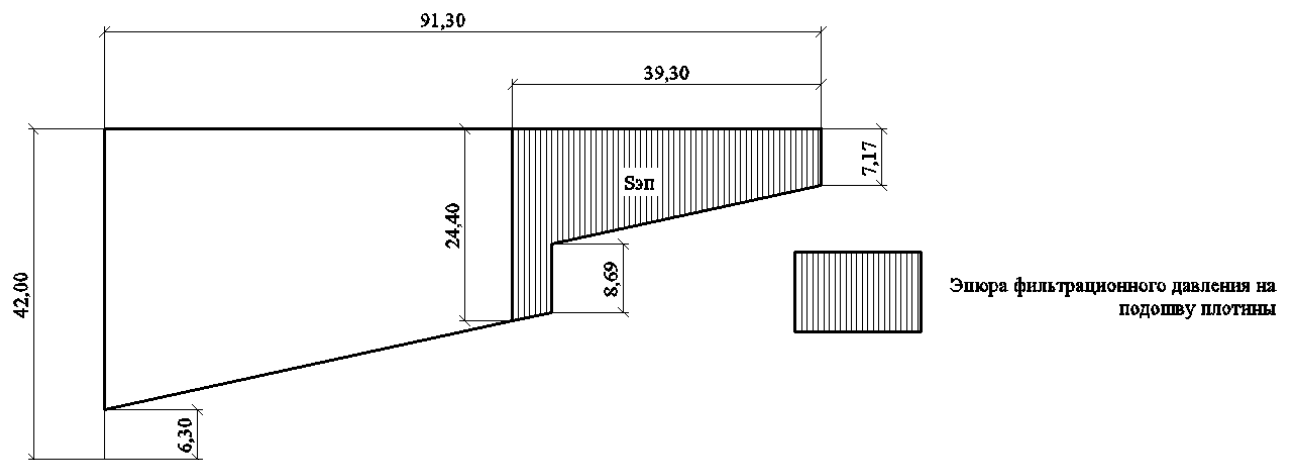


Рисунок Д.3 – Эюра фильтрационного давления

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Фильтрационный расчет для поворочного случая

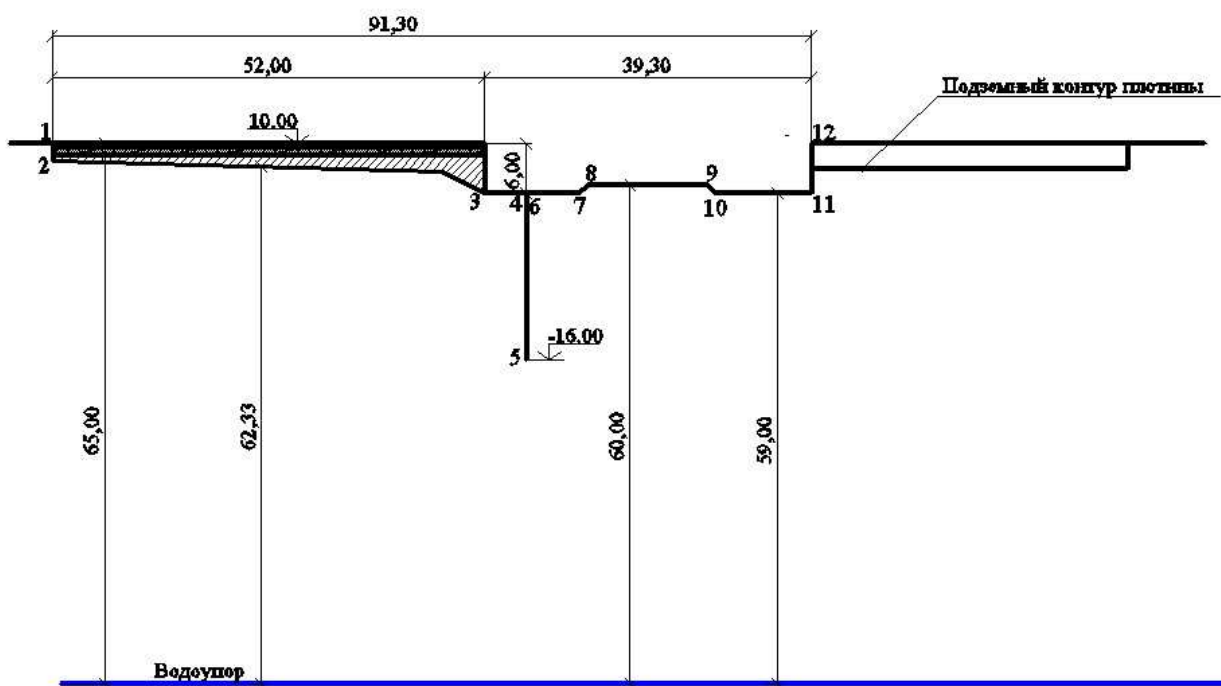


Рисунок Е.1 – Подземный контур плотины с поворочными расчетными размерами для фильтрационного расчета

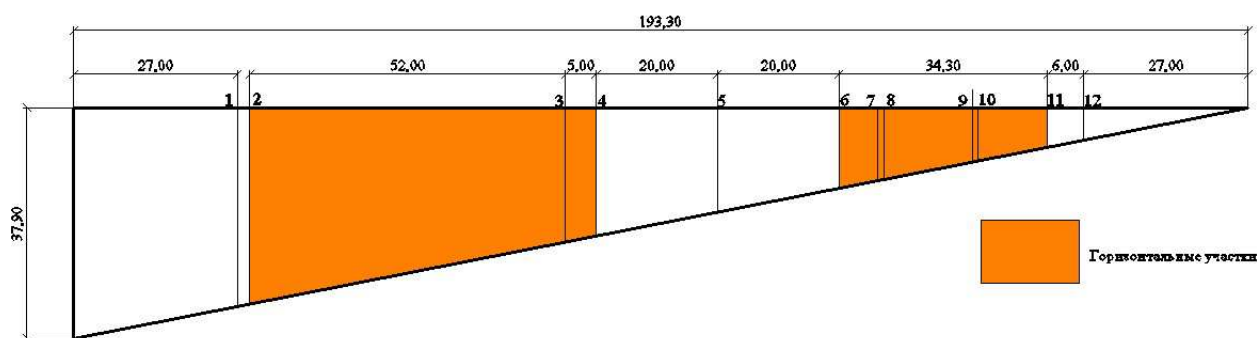


Рисунок Е.2 – Треугольник потерь напора

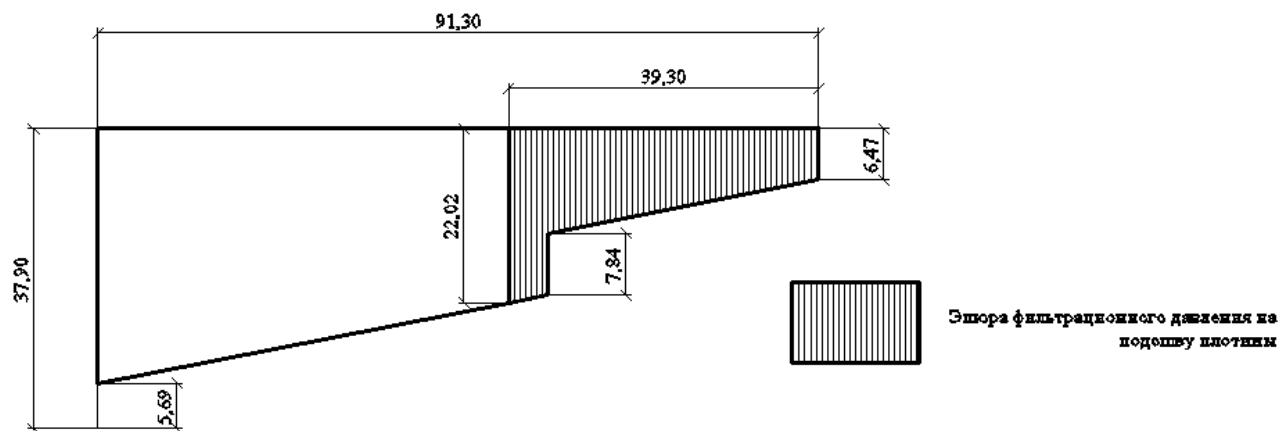


Рисунок Е.3 – Эюра фильтрационного давления

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Схема к расчету прочности и устойчивости плотины для основного случая

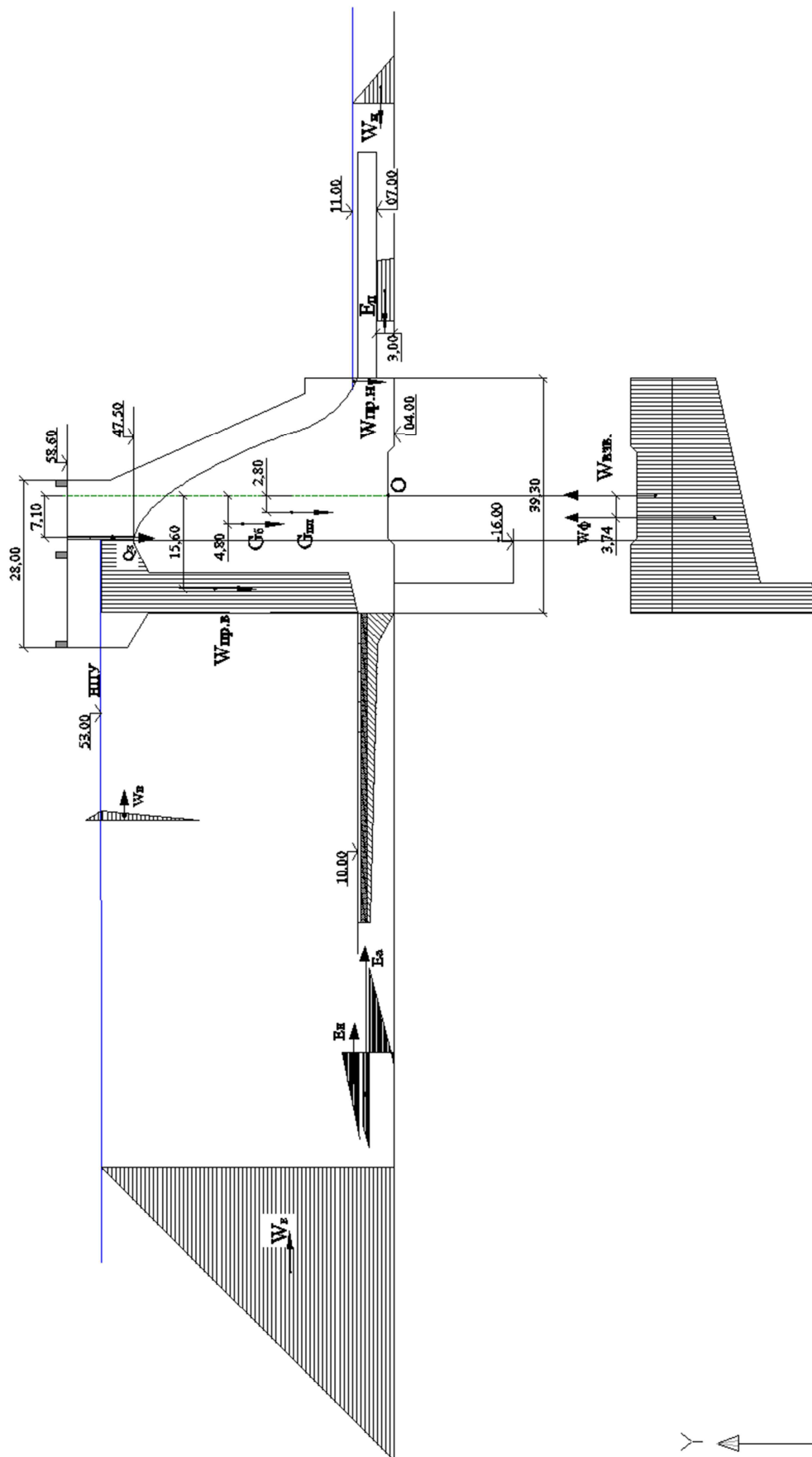


Рисунок Ж.1 – Схема к расчету прочности и устойчивости плотины для основного случая

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Схема к расчету прочности и устойчивости плотины для поверочного случая

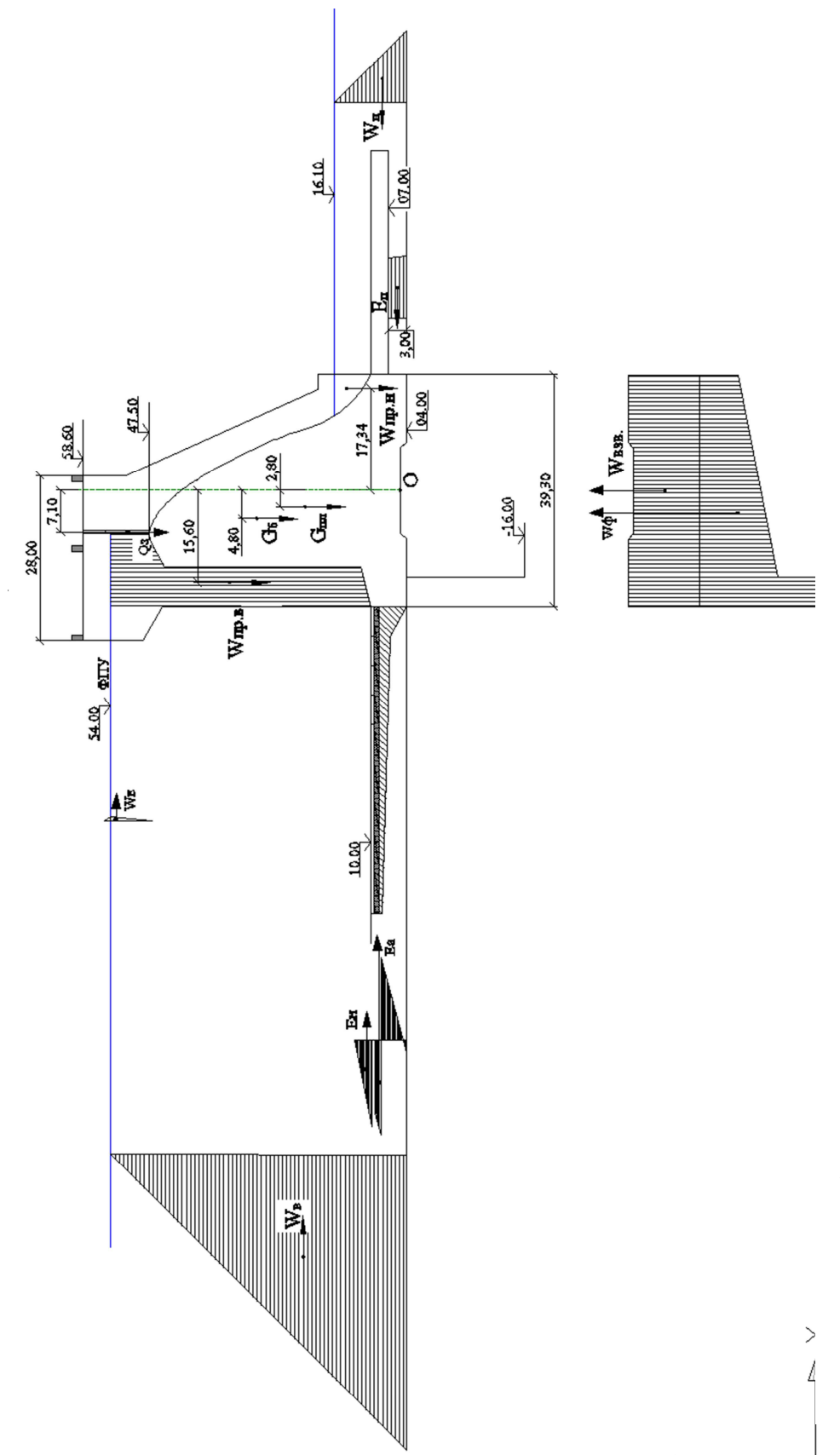
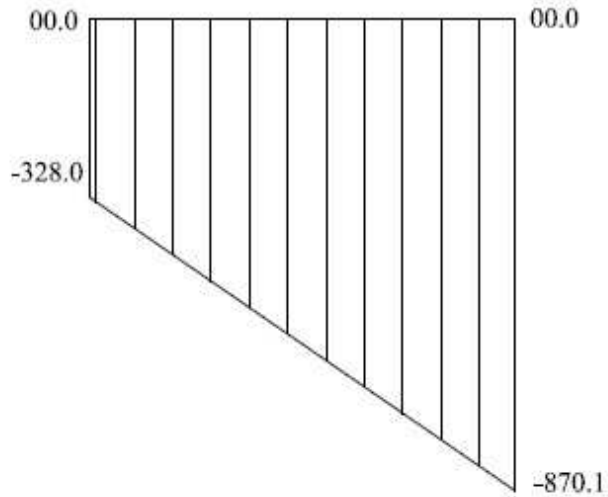


Рисунок И.1 – Схема к расчету прочности и устойчивости плотины для поверочного случая

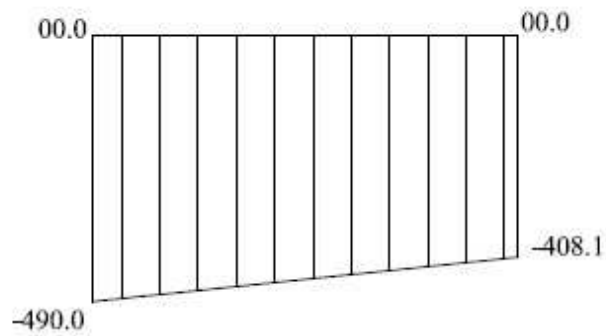
ПРИЛОЖЕНИЕ К

Напряжения в краевых сечениях для основного случая

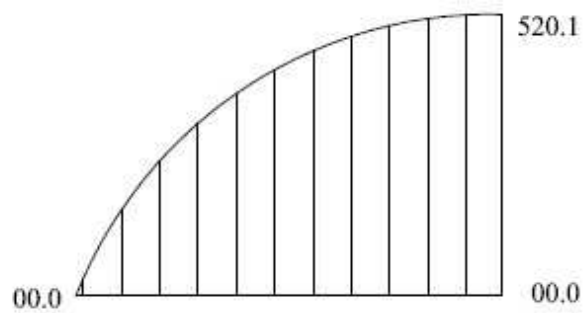
Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам по контактному сечению



Нормальные напряжения по вертикальным площадкам по контактному сечению



Касательные напряжения по вертикальным и горизонтальным площадкам



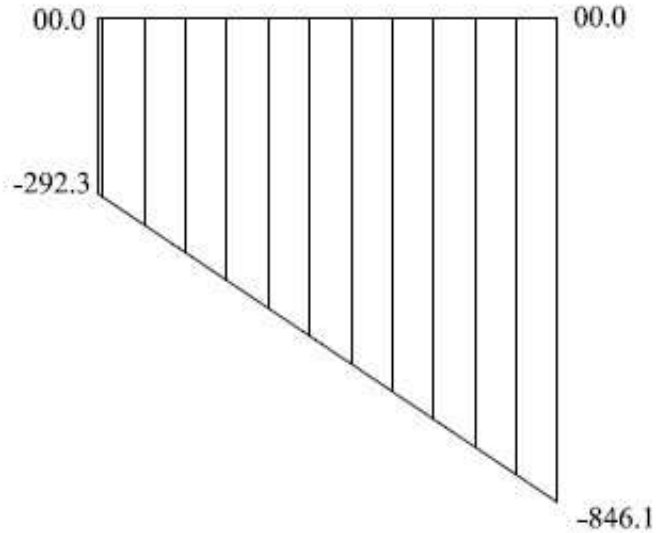
Эпюры напряжений, в 1 мм 20 кПа

Рисунок К.1 - Напряжения в краевых сечениях

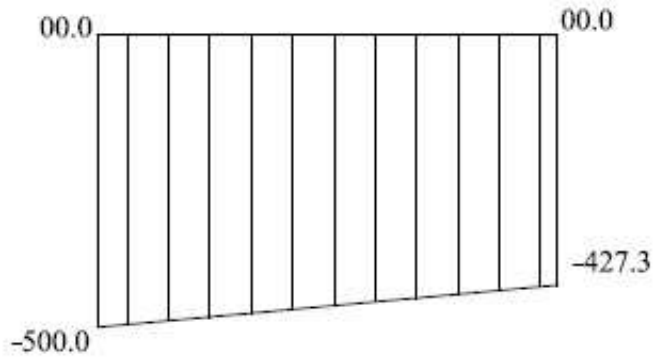
ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Напряжения в краевых сечениях для поперочного случая

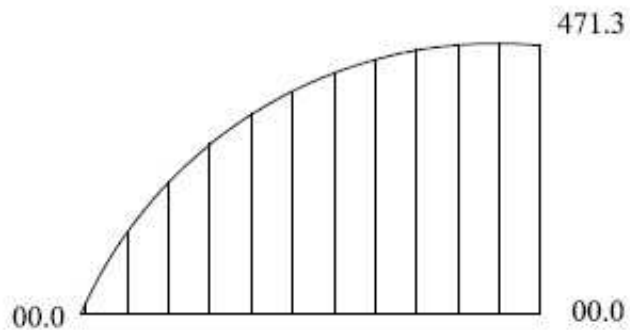
Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам по контактному сечению



Нормальные напряжения по вертикальным площадкам по контактному сечению



Касательные напряжения по вертикальным и горизонтальным площадкам



Эшоры напряжений, в 1 мм 20 кПа

Рисунок Л.1 - Напряжения в краевых сечениях

ПРИЛОЖЕНИЕ М

Сводный календарный план строительства

Таблица М.1 - Сводный календарный план строительства

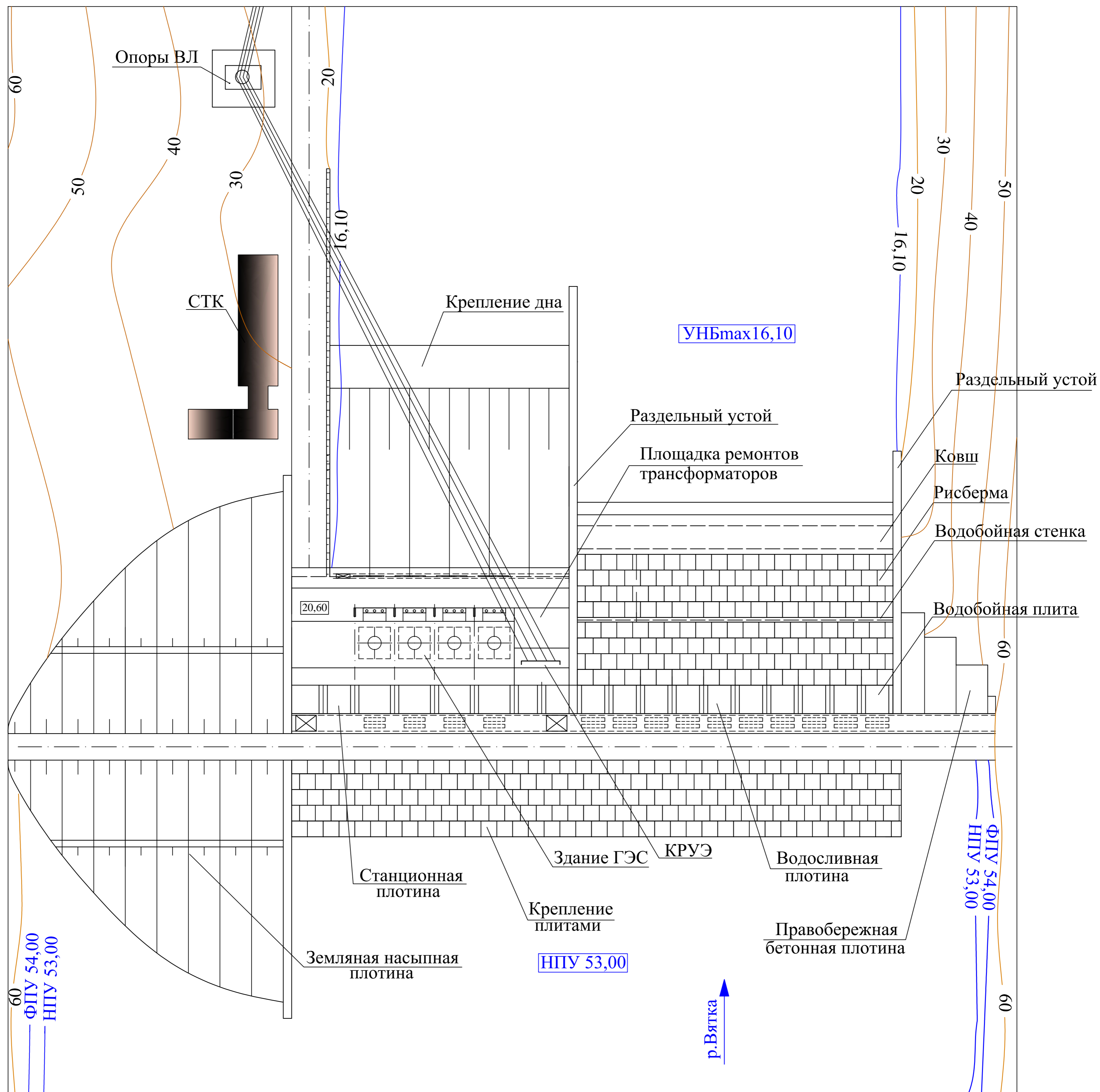
№ этапа	Вид работы	Наименование работы	Объемы выполняемых работ, м ³
1	земляные	возведение верховой, продольной и низовой перемычек (котлован первой очереди);	42686,7
	откачка воды	откачка воды из котлована первой очереди;	481728,8
	земляные	разработка котлована под водосливную плотину;	587,4
	бетонные	бетонирование тела водосбросной плотины до отм. 29,00 с организацией донных отверстий в секциях №5; 6; 7; 8; 10 размером 8,2х9	192930,0
		врезка в грунт правого берега (бетонирование глухих секций №1-4);	32902,0
		Устройство верхового приплотинного шпунта;	8751,0
		бетонирование крепления дна со стороны НБ (водобойной плиты; водобойной стенки; рисбермы и ковша);	96752,0
бетонирование разделительного устоя между глухой бетонной плотины и водосливной плотины;	20303,0		
бетонирование бычков между секциями 4-5; 5-6; 6-7; 7-8; 8-9; 9-10; 10-11; 11-12;	5092,0		
2	земляные	отсыпают банкет для перекрытия реки и образования котлована второй очереди, для возведения стационарной части плотины;	66448,0
	откачка воды	откачка воды из котлована второй очереди;	1617068,0
	земляные	устройство котлована под здание ГЭС;	268,1
		устройство котлована под водосливную стационарную плотину;	197800,0
		устройство котлована под земляную плотину;	1839600,0
устройство котлована под укрепление дна от выхода отсасывающей трубы;	323744,0		

Продолжение таблицы М.1 - Сводный календарный план строительства

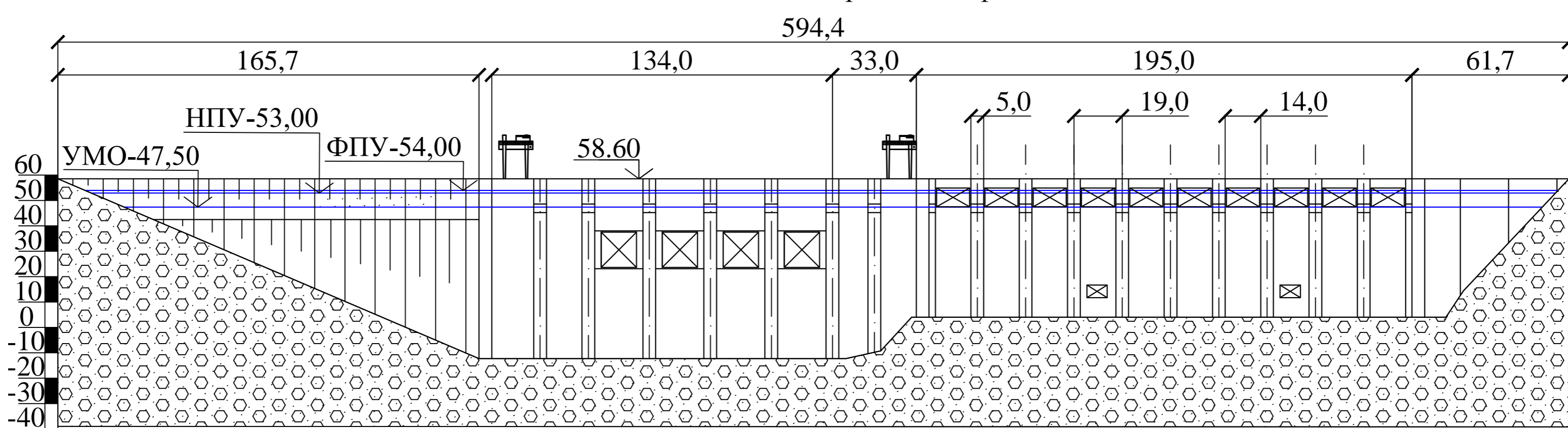
№ этапа	Вид работы	Наименование работы	Объемы выполняемых работ, м ³
2	бетонные	бетонирование водосливной станционной плотины;	259410,0
		бетонирование дна под отсасывающие трубы;	113970,0
		бетонирование агрегатного блока;	14500276,0
		бетонирование устоев между станционной частью и водосливной;	58800,0
		бетонирование устоя между станционной частью и земляной плотиной;	70350,0
		бетонирование бычка между секциями №13-14; 15-16; 16-17; 17-18; 18-19; 19-20; 20-21; 21-22.	11256,0
		устройство верхового приплотинного шпунта;	796,0
		бетонирование крепление дна водосливной части со стороны НБ (водобойные плиты, водобойные стенки, рисбермы и ковша);	14858,0
	земляные	возведение каменно-набросной плотины.	1367508,0
3	бетонные	Бетонирование глухих секций №1-4;	135805,0
		Бетонирование водосливной плотины;	165760,0
		Бетонирование станционной плотины;	135098,0
	земляные	Возведение каменно-набросной плотины;	627679,0
4	Бетонные	Бетонирование донных отверстий предназначенных для пропуска строительных расходов;	6825,0
		Бетонирование глухих секций №1-4;	54322,0
		Бетонирование водосливной плотины;	66304,0
		Бетонирование станционной плотины;	54039,0

Генеральный план Малмыжской ГЭС

Масштаб: 1:1500



Вид с верхнего бьефа



Ведомость проекта

№ п/п	Обозначение	Наименование	Примечание	№ п/п	Обозначение	Наименование	Примечание
1	БР-08.03.01 -1019952 - ГП	Генеральный план. Вид со стороны ВБ. Ведомость проекта		5	БР-08.03.01 -1019952 - ПОС1	Строительный генеральный план	
2	БР-08.03.01 -1019952 - ГР1	Поперечный разрез по станционной части части плотины		6	БР-08.03.01 -1019952 - ПОС2	Этапы возведения сооружений	
3	БР-08.03.01 -1019952 - ГР2	Поперечный разрез по водосливной части плотины		7	БР-08.03.01 -1019952 - ПОС3	Календарный график строительных работ	
4	БР-08.03.01 -1019952 - ГР3	Поперечный разрез по каменно - земляной плотине		8	БР-08.03.01 -1019952 - ПЗ	Пояснительная записка	

Условные обозначения:

Гравийно-песчаный грунт

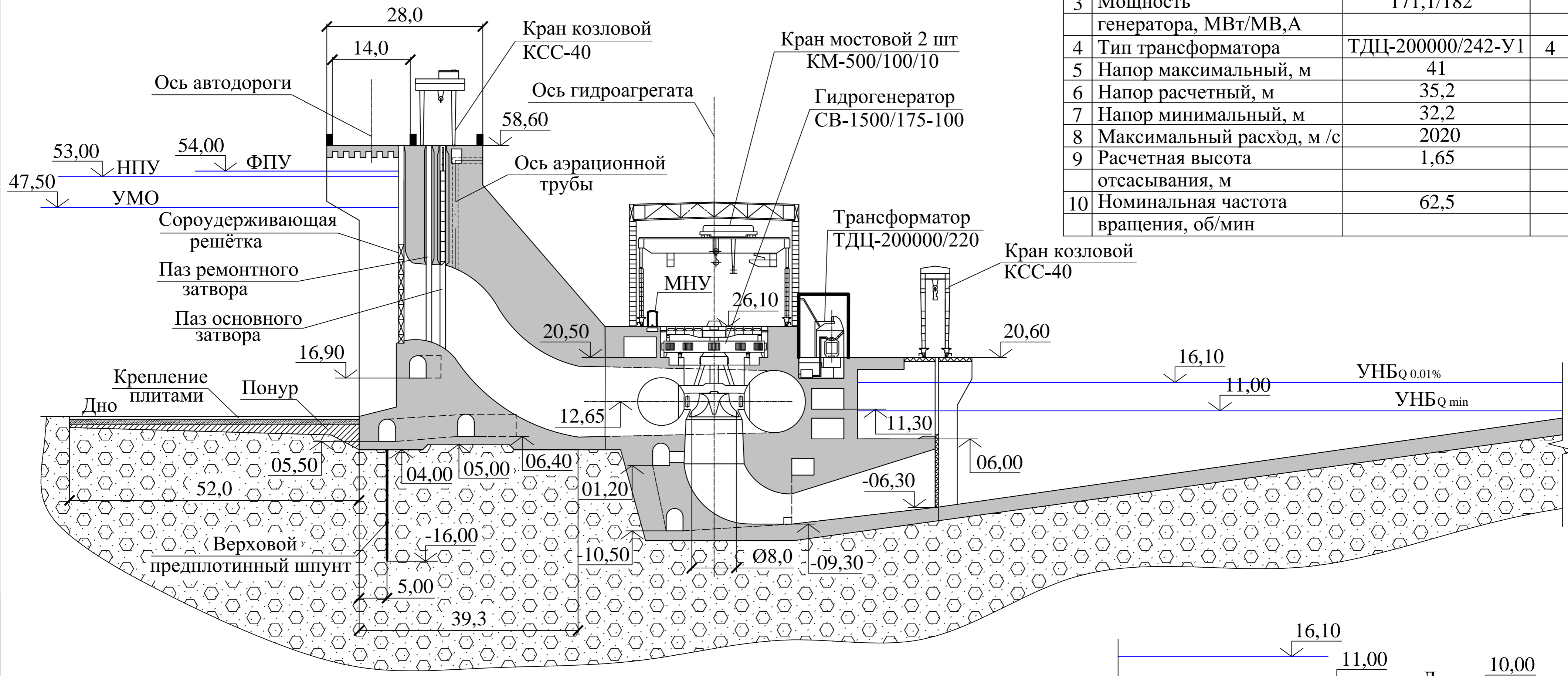
Затвор

Примечания:
1. Размеры и отметки даны в метрах

БР-08.03.01 - 1019952 - ГП			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Вед. док.
Разработал	Трегубова	Сусла	Подпись
Руководит.	Сусла	Сусла	Дата
Проверил	Ульянова	Ульянова	
Н.контр.	Затеев	Затеев	
Утвердил	Затеев	Затеев	
Проектирование Малмыжской ГЭС на реке Вятка			
Стация			
Лист			
Листов			
1 7			
Кафедра ГТС, 2018			

Поперечный разрез стационарной части плотины




Масштаб: 1:500



№	Наименование	Тип, параметры	Кол-во, шт.
1	Тип турбины	PO45/820-B	4
2	Тип генератора	СВ-1500/175-100	4
3	Мощность генератора, МВт/МВ,А	171,1/182	
4	Тип трансформатора	ТДЦ-200000/242-У1	4
5	Напор максимальный, м	41	
6	Напор расчетный, м	35,2	
7	Напор минимальный, м	32,2	
8	Максимальный расход, м /с	2020	
9	Расчетная высота отсасывания, м	1,65	
10	Номинальная частота вращения, об/мин	62,5	

Примечания:
 1. Размеры и отметки даны в метрах
 2. Ведомость состава проекта см. на чертеже БР-08.03.01 - 1019952 - ГП

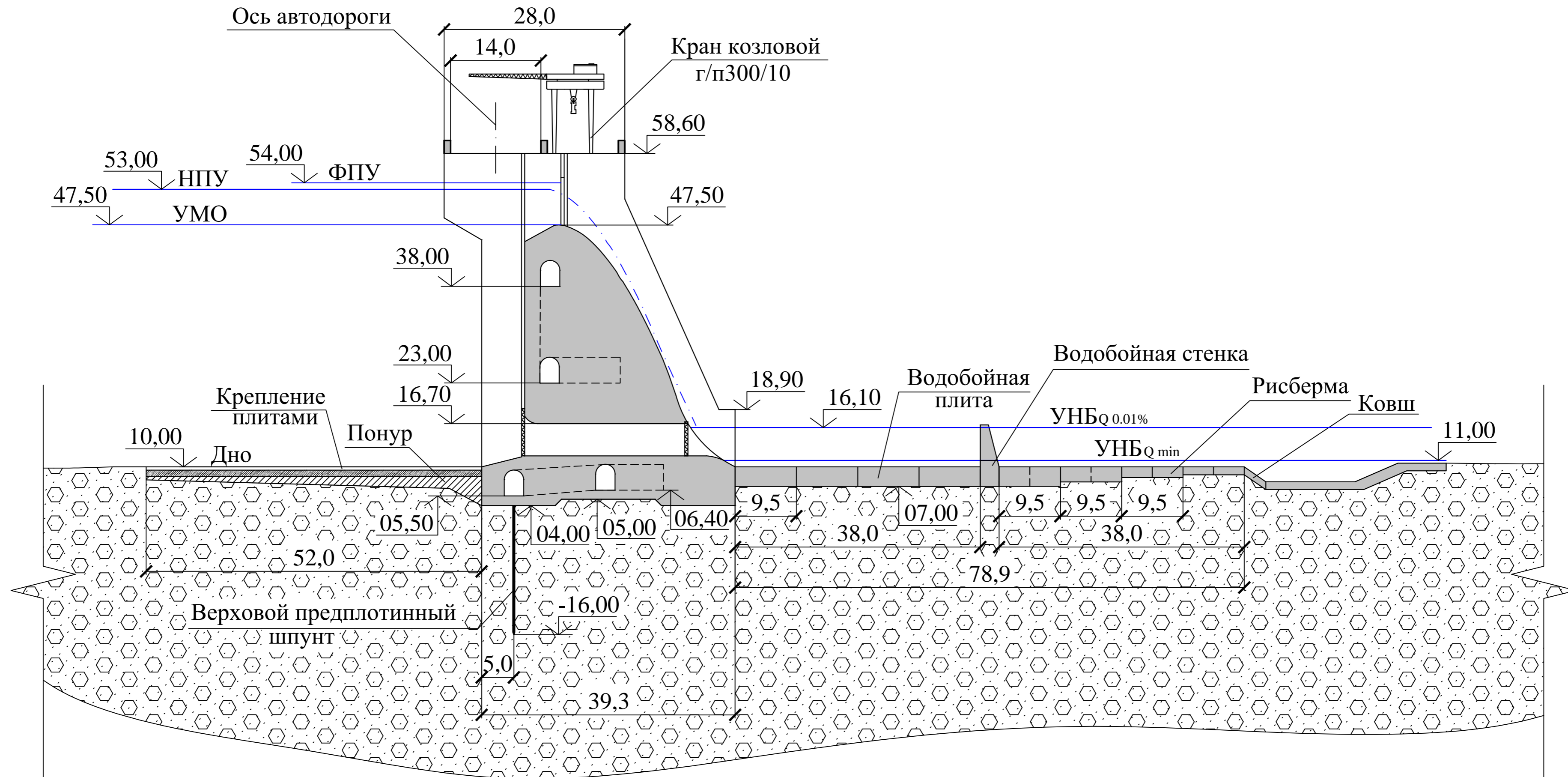
Условные обозначения:

-  Гравийно-песчаный грунт
-  Железобетон
-  Суглинок

БР-08.03.01 -1019952 - ГП1			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подпись Дата
		Трегубова	
		Сула	
		Масленникова	
		Затеев	
		Затеев	
Проектирование Малмыжской ГЭС на реке Вятка			Стадия Лист Листов
Поперечный разрез по стационарной части плотины. Основные данные гидросилового оборудования.			2
			Кафедра ГТС, 2018

Поперечный разрез по водосливной части плотины

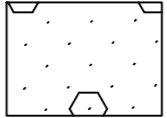

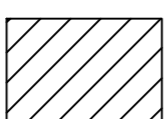
Масштаб 1: 500



Примечания:

1. Размеры и отметки даны в метрах
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже БР-08.03.01 - 1019952 - ГП

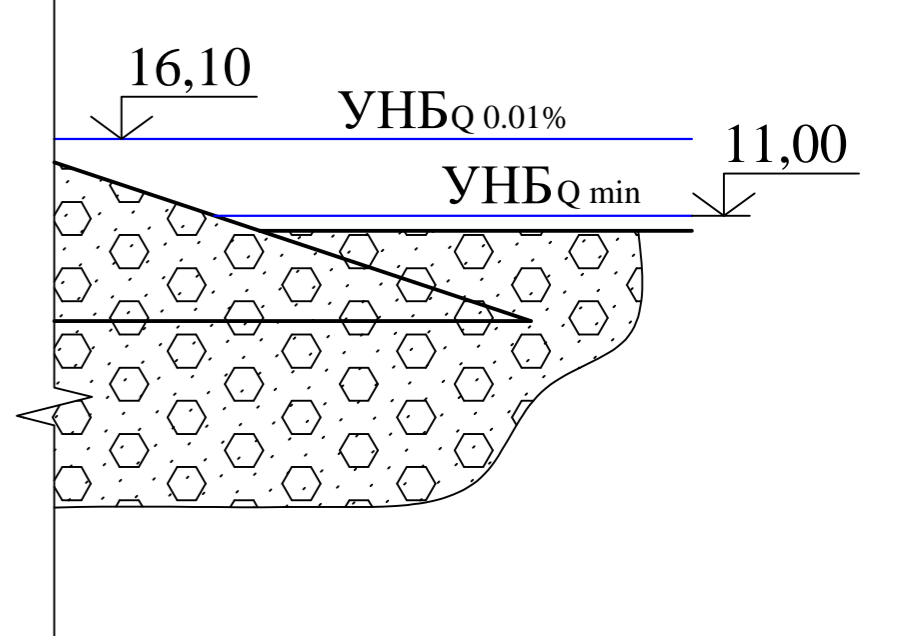
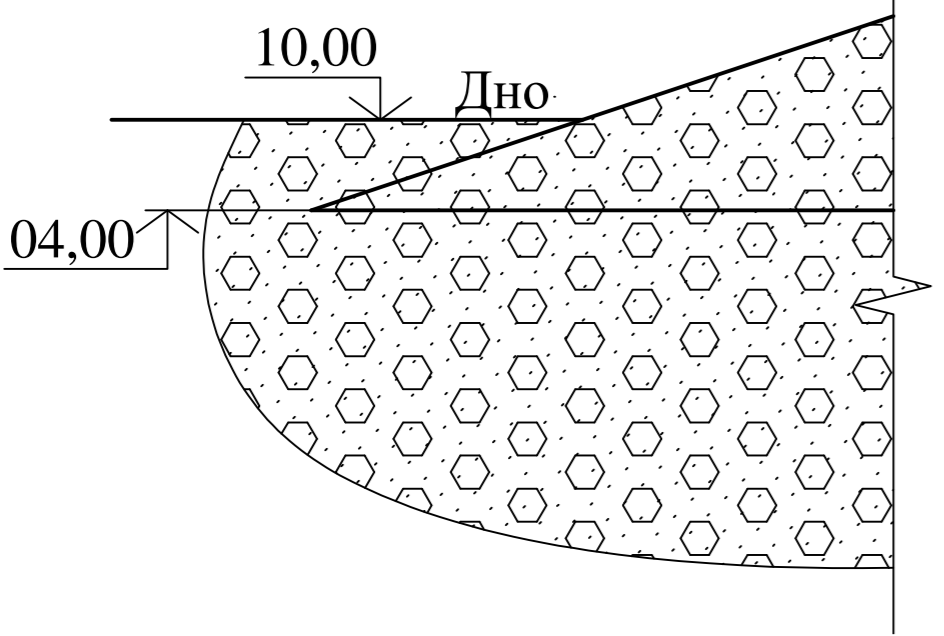
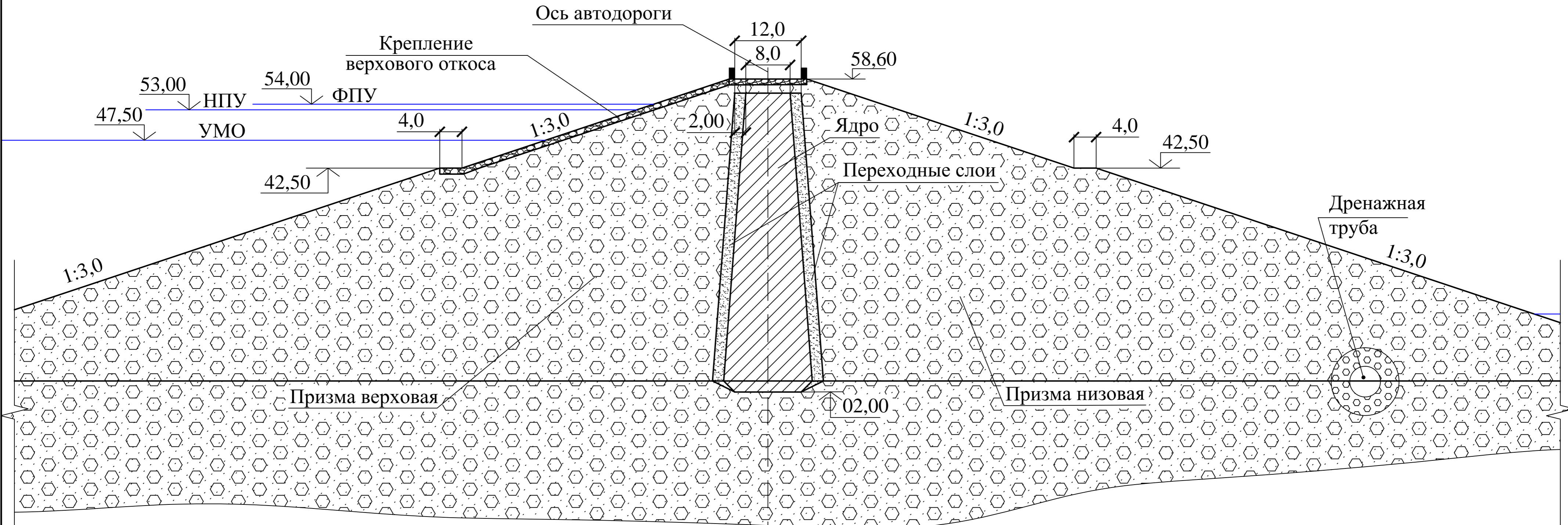
Условные обозначения:

-  Гравийно-песчаный грунт
-  Железобетон
-  Суглинок

БР-08.03.01 - 1019952 - ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
				Трегубова	13.06.18
				Сула	13.06.18
				Ульянова	20.06.18
				Затеев	23.06.18
				Затеев	23.06.18
Проектирование Малмыжской ГЭС на реке Вятка					
Поперечный разрез по водосливной части плотины					
				Стадия	Лист
					3
				Кафедра ГТС, 2018	

Поперечный разрез по каменно-земляной плотине

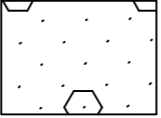
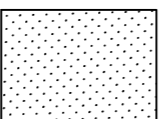


Масштаб 1:500



Примечания:

1. Размеры и отметки даны в метрах
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже БР-08.03.01 - 1019952 - ГП

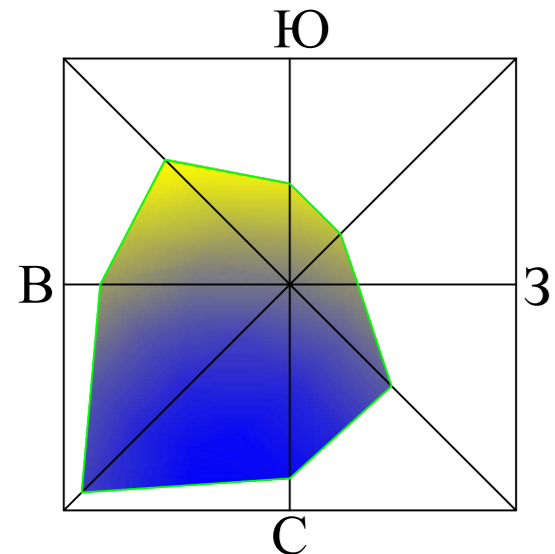
Условные обозначения:

-  Гравийно-песчаный грунт
-  Гравийно-песчаный грунт
-  Железобетон
-  Суглинок

Согласовано
Инв. № подл. Подпись и дата
Взам. инв. №

БР-08.03.01 - 1019952 - ГРЗ				
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Колуч	Лист № док.	Подпись	Дата
Разработал	Трегубова			13.08.18
Руководит.	Сула			13.08.18
Проверил	Ульянова			13.08.18
Н.контр.	Затеев			13.08.18
Утвердил	Затеев			13.08.18
Проектирование Малмыжской ГЭС на реке Вятка			Стадия	Лист
Поперечный разрез по каменно-земляной плотине				4
			Кафедра ГТС, 2018	

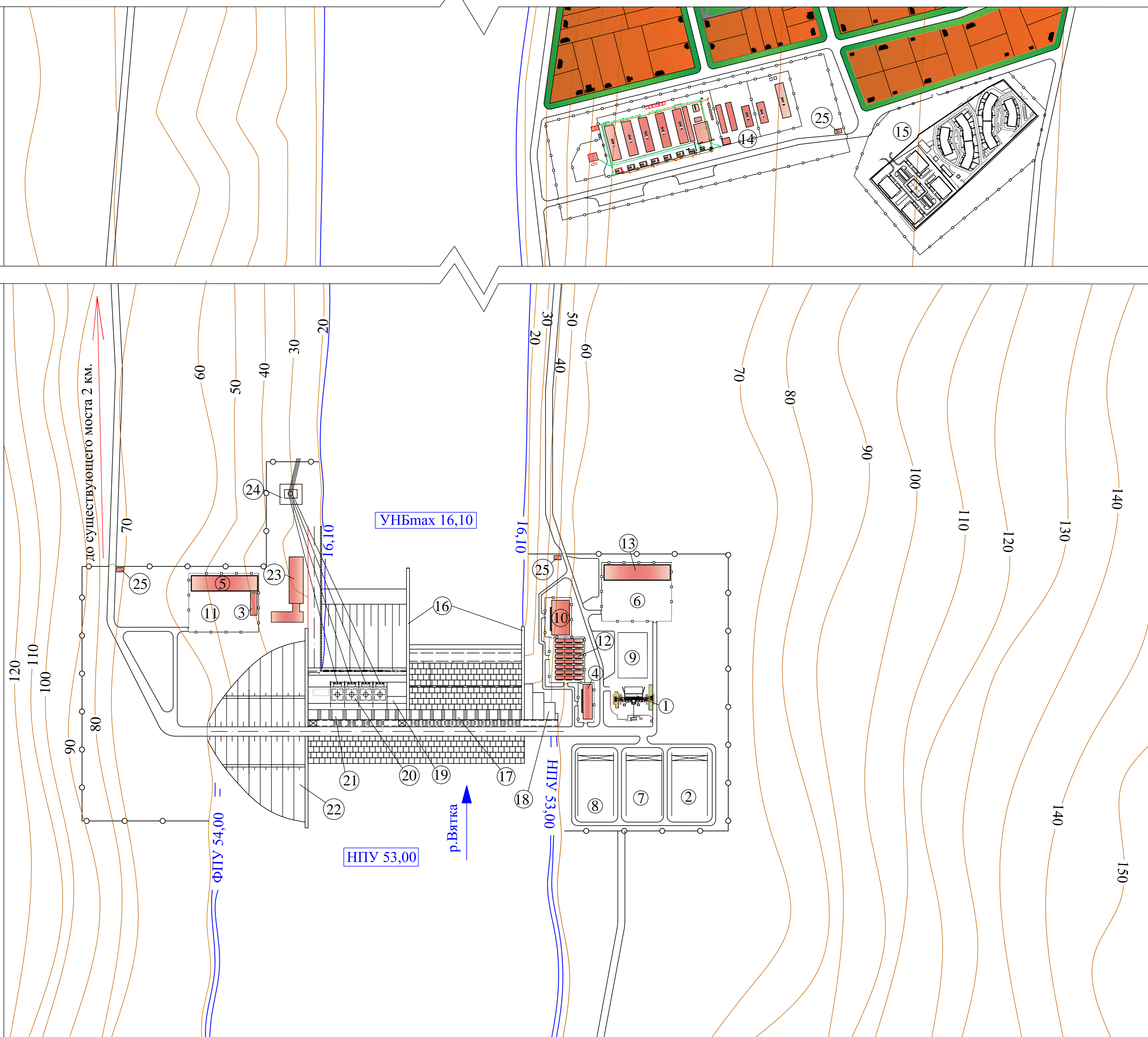
Роза ветров



Строительный генеральный план Малмыжской ГЭС

Масштаб 1: 3500

с. Гондыба



Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование	Примечание
1	Бетонное хозяйство	
2	Полигон ЖБК	
3	Лаборатория проб земли	
4	Строительная лаборатория	
5	Служба механизации	
6	Опалубочное хозяйство	
7	База ГМО	
8	Арматурное хозяйство	
9	Склад инертных материалов	
10	Служба заказчика, мед. пункт, столовая	
11	База механизации	
12	Пионерная база	
13	Закрытый склад металла и оборудования	
14	Временный поселок строителей, мед. пункт, столовая	
15	Жилой поселок	
16	Разделительный устой	
17	Водосливная плотина	
18	Правобережная бетонная плотина	
19	КРУЭ	
20	Здание ГЭС	
21	Станционная плотина	
22	Земляная насыпная плотина	
23	Служебно - технический корпус	
24	Опоры ВЛ	
25	КПП	

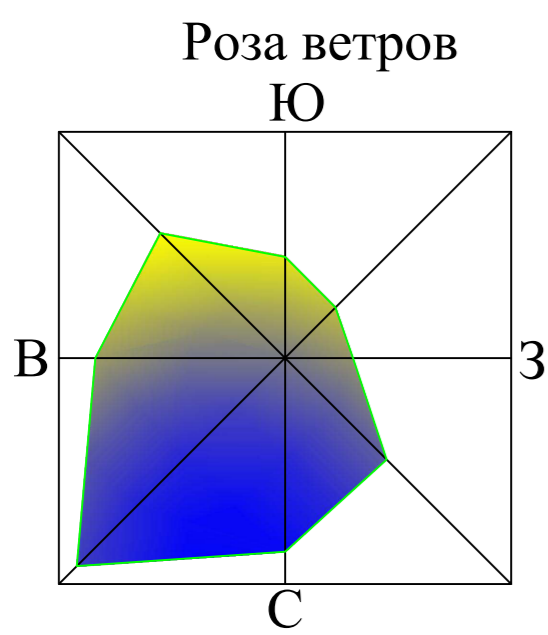
Примечания:

1. Размеры и отметки даны в метрах
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже БР-08.03.01 - 1019952 - ГП

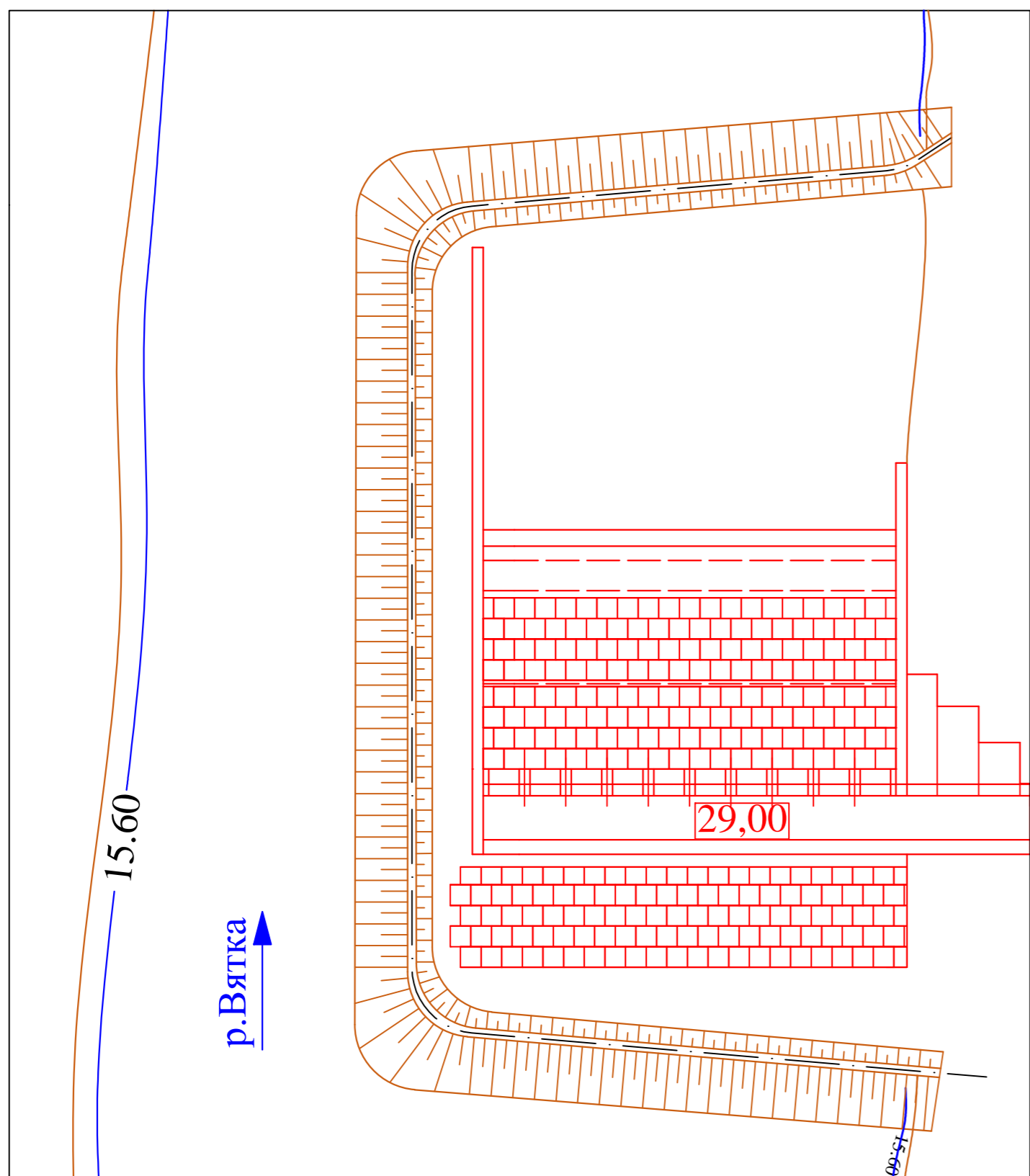
				БР-08.03.01 - 1019952 - ПОС 1		
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Код.уч.	Лист № док.	Подпись	Дата	Статус	Листов
Разработал	Трегубова	1/25	[Подпись]	2018	Проектирование Малмыжской ГЭС на реке Вятка	5
Руководит.	Сусла	1/25	[Подпись]	2018		
Проверил	Затеев	1/25	[Подпись]	2018		
Н.контр.	Затеев	1/25	[Подпись]	2018		
Утвердил	Затеев	1/25	[Подпись]	2018	Строительный генеральный план. Экспликация зданий и сооружений	Кафедра ГТС, 2018

Этапы возведения сооружений Малмыжской ГЭС

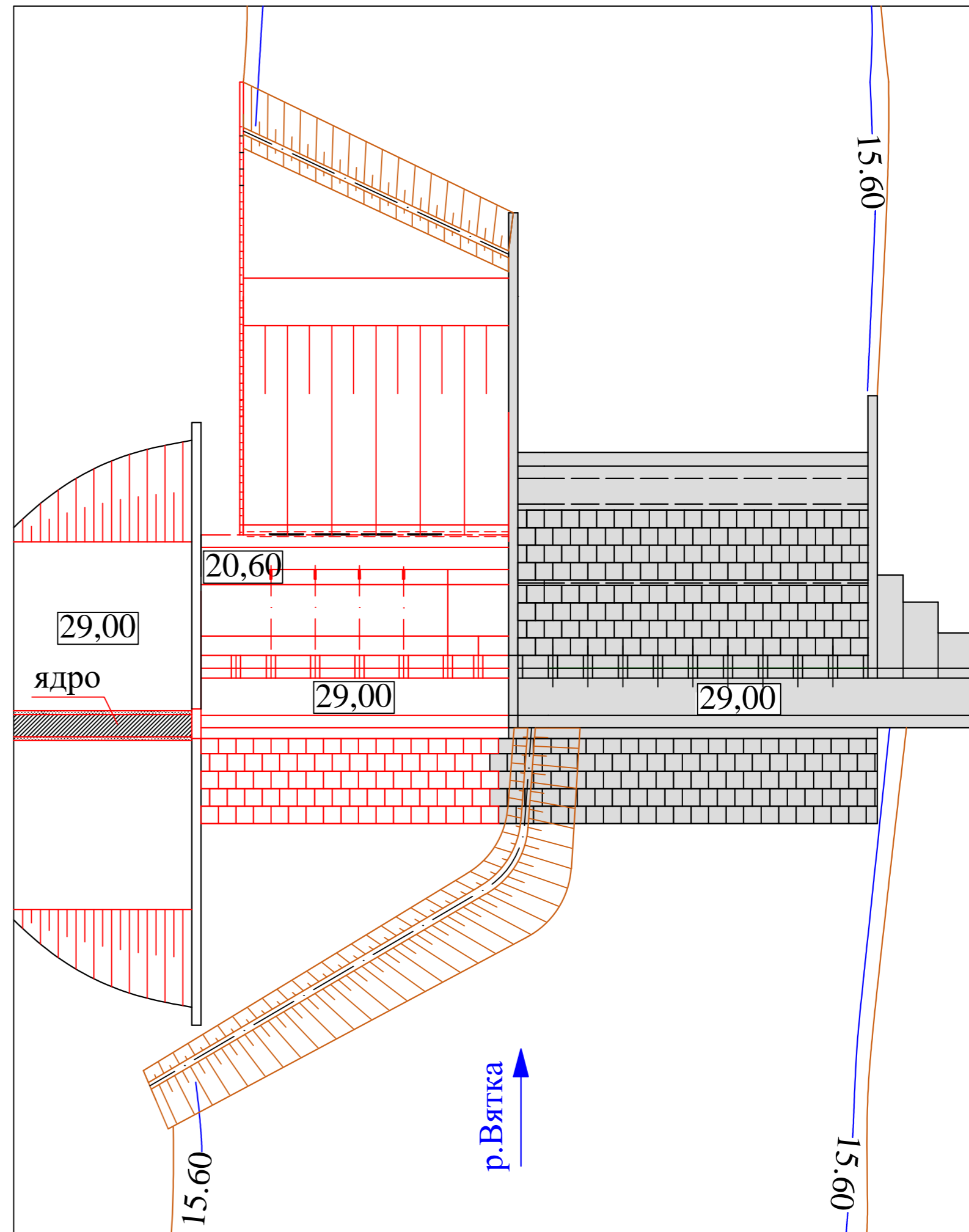
Масштаб 1: 2500



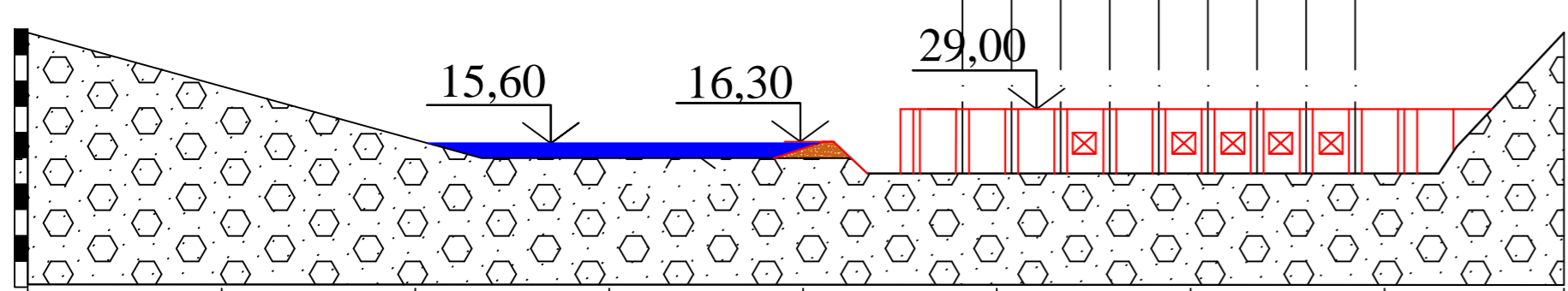
Котлован первой очереди. Вид сверху.



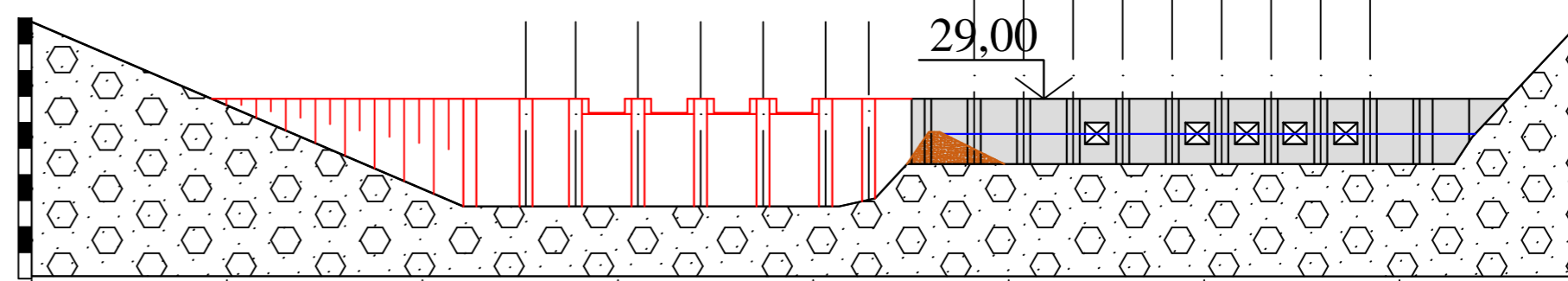
Котлован второй очереди. Вид сверху.



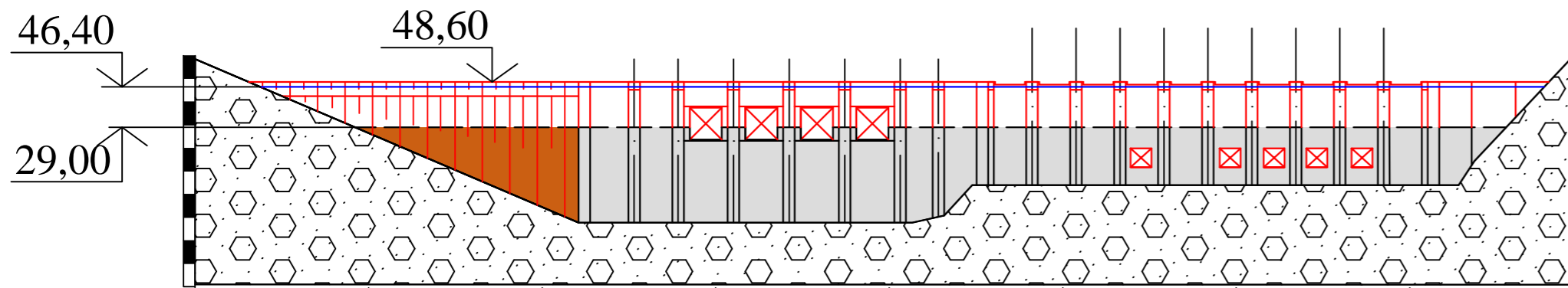
Поперечный разрез плотины на первом этапе строительства



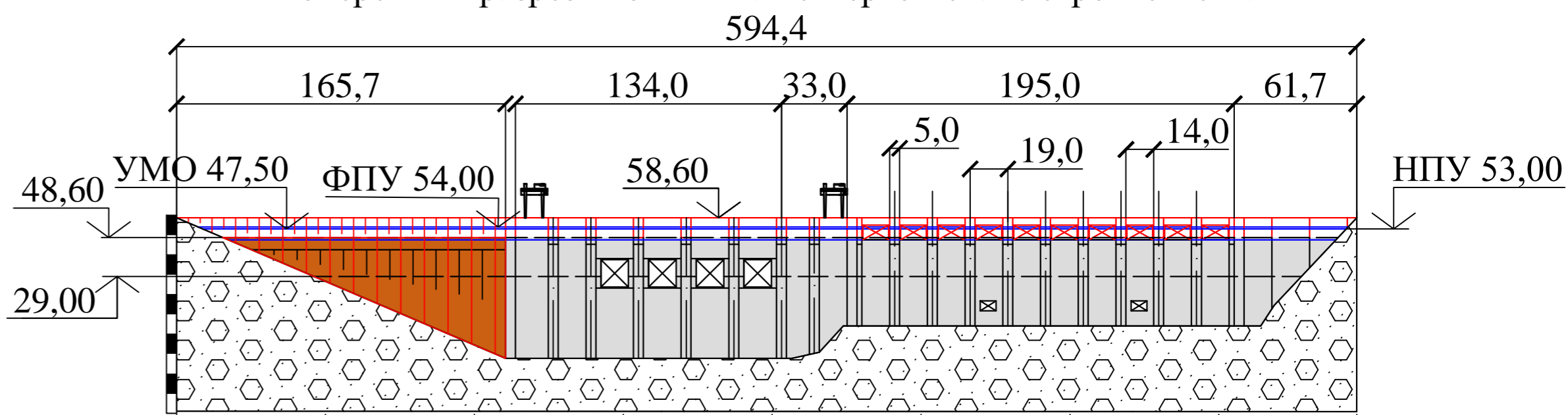
Поперечный разрез плотины на втором этапе строительства



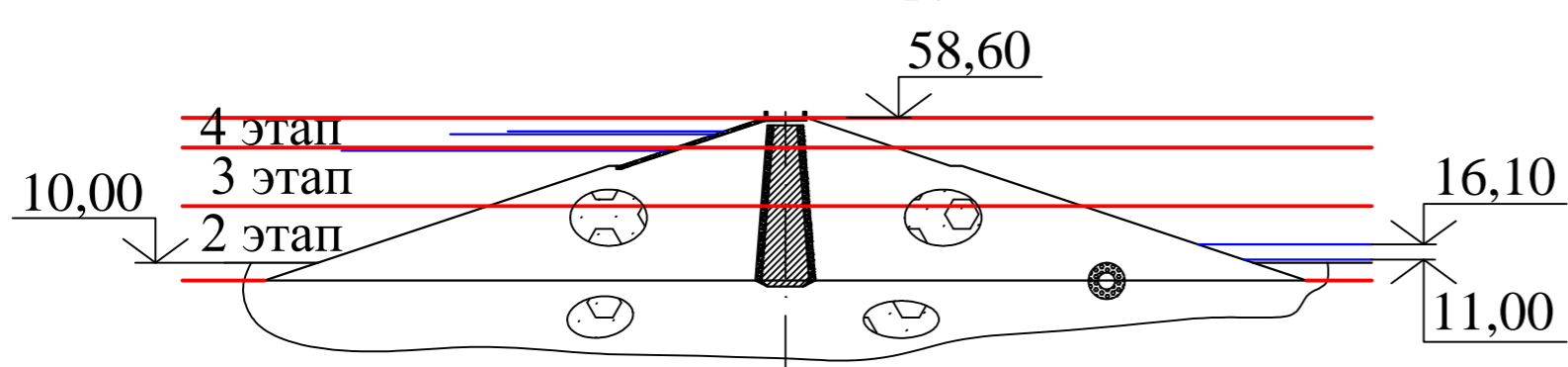
Поперечный разрез плотины на третьем этапе строительства



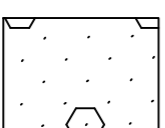

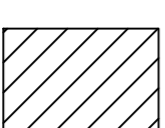
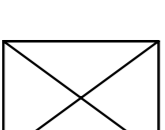
Поперечный разрез плотины на четвертом этапе строительства



Этапы возведения грунтовой плотины



Условные обозначения:

-  Гравийно-песчаный грунт
-  Железобетон
-  Суглинок
-  Затвор

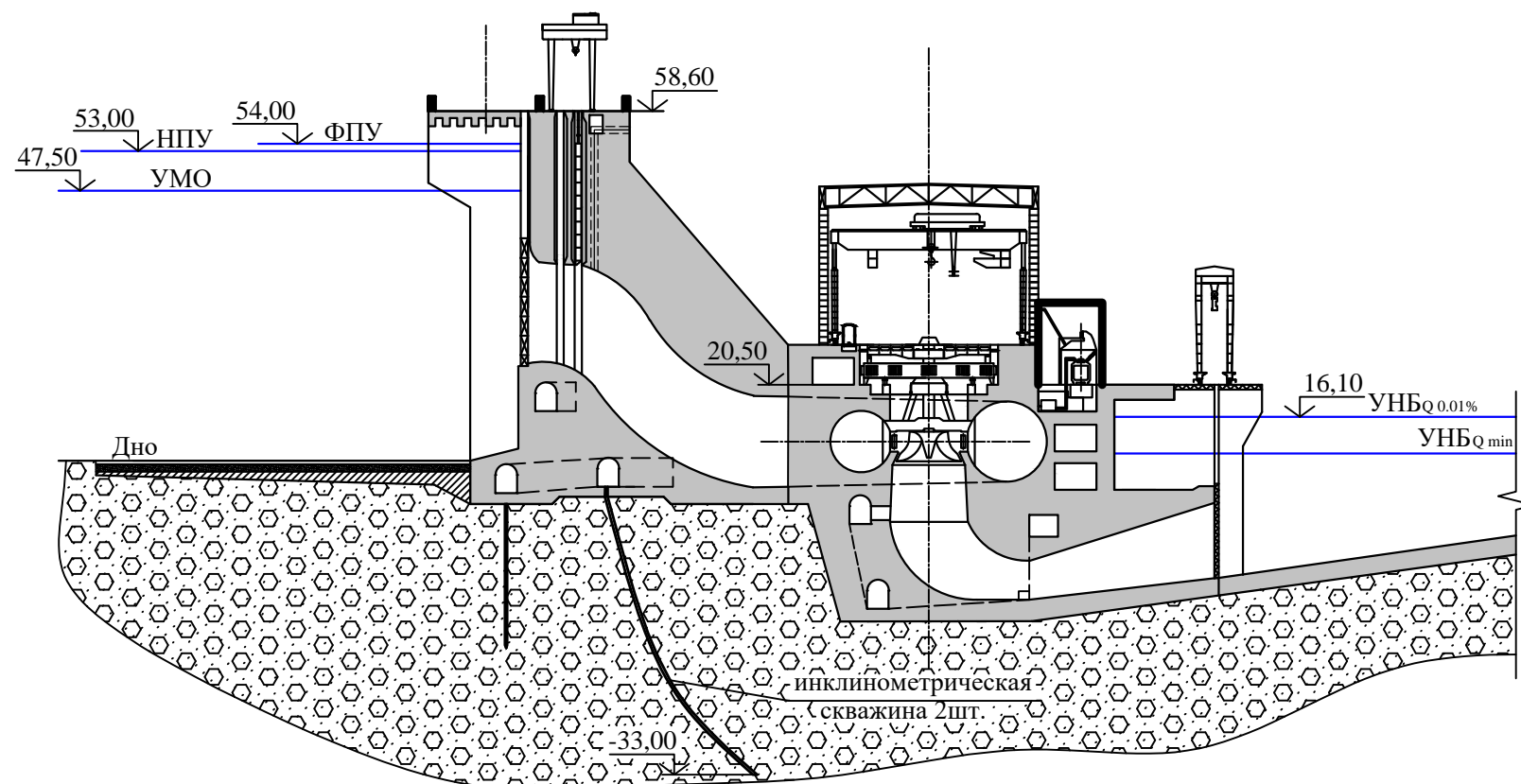
Примечания:

1. Размеры и отметки даны в метрах
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже БР-08.03.01 - 101952 - ГП

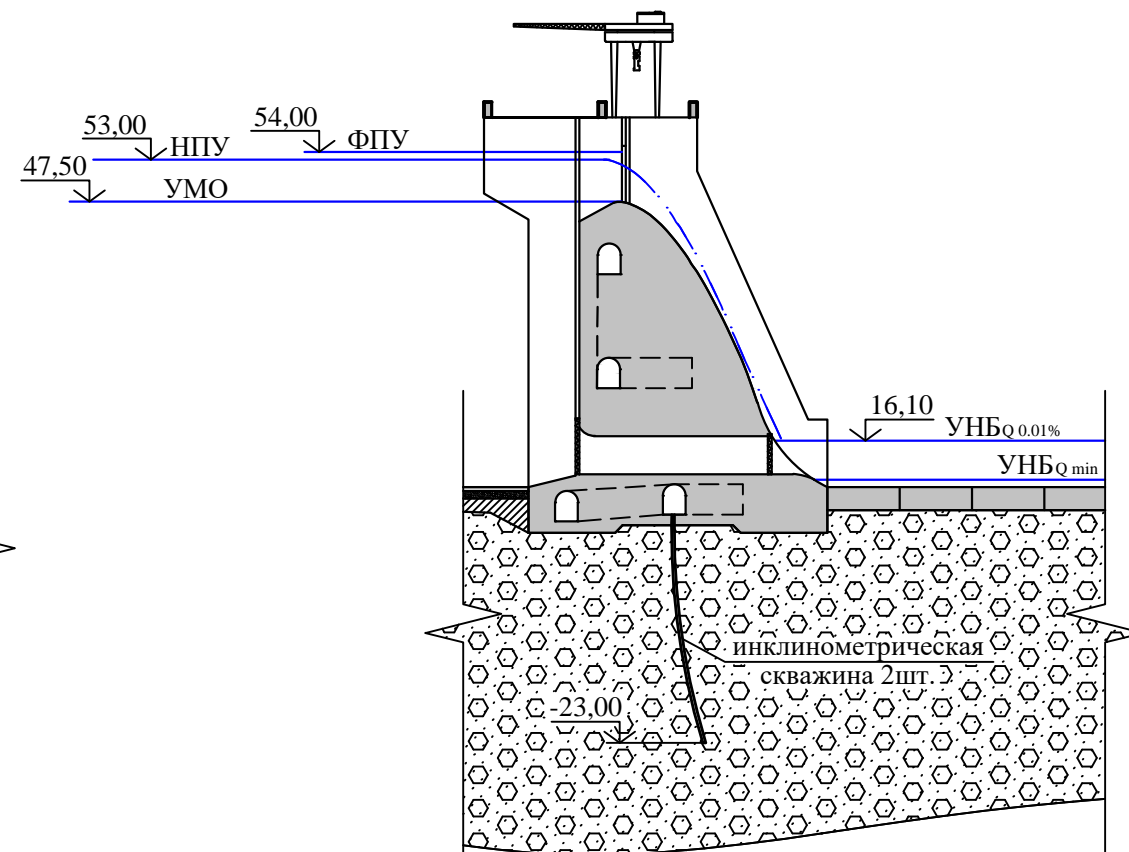
				БР-08.03.01 - 101952 - ПОС2		
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подпись	Дата	Проектирование Малмыжской ГЭС на реке Вятка	Страница
Разработал	Трегубова	2	<i>[Signature]</i>	2018	на реке Вятка	Лист
Руководит.	Сусла	3	<i>[Signature]</i>	2018	Этапы возведения сооружений.	6
Проверил	Затеев	4	<i>[Signature]</i>	2018	Кафедра ГТС, 2018	
Н.контр.	Затеев	5	<i>[Signature]</i>	2018		
Утвердил	Затеев	6	<i>[Signature]</i>	2018		

Разрезы в местах установки инклинометрических скважин

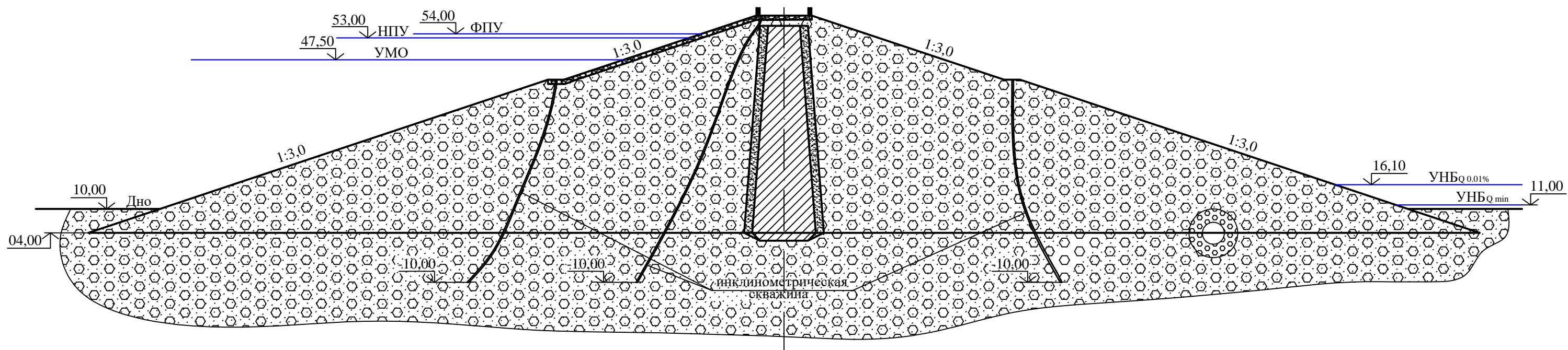
Станционная плотина



Водосливная плотина

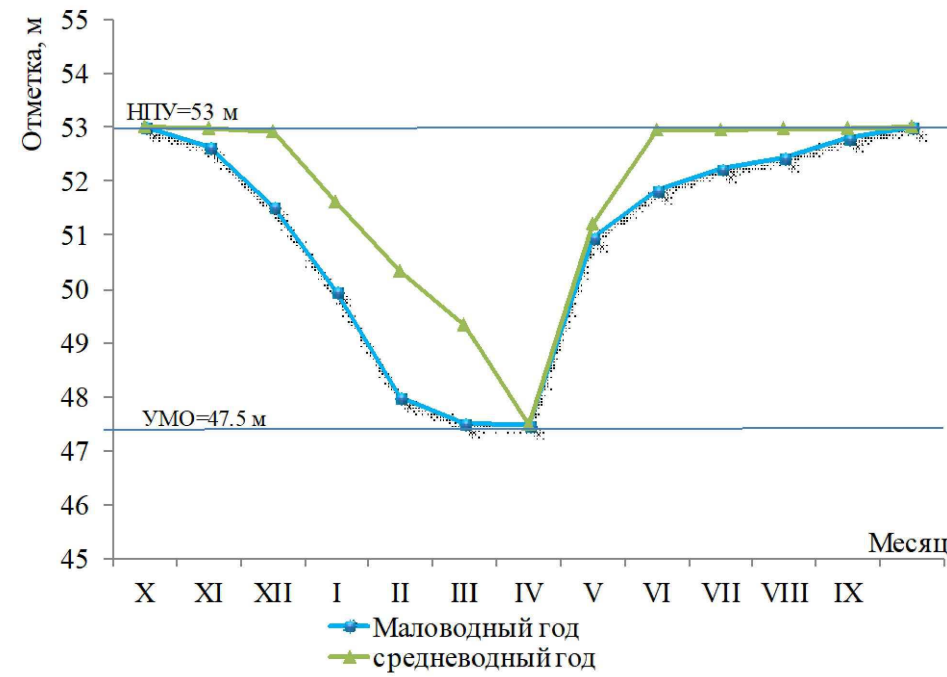


Каменно-земляная плотина



Водно-энергетические показатели Малмыжской ГЭС на реке Вятка

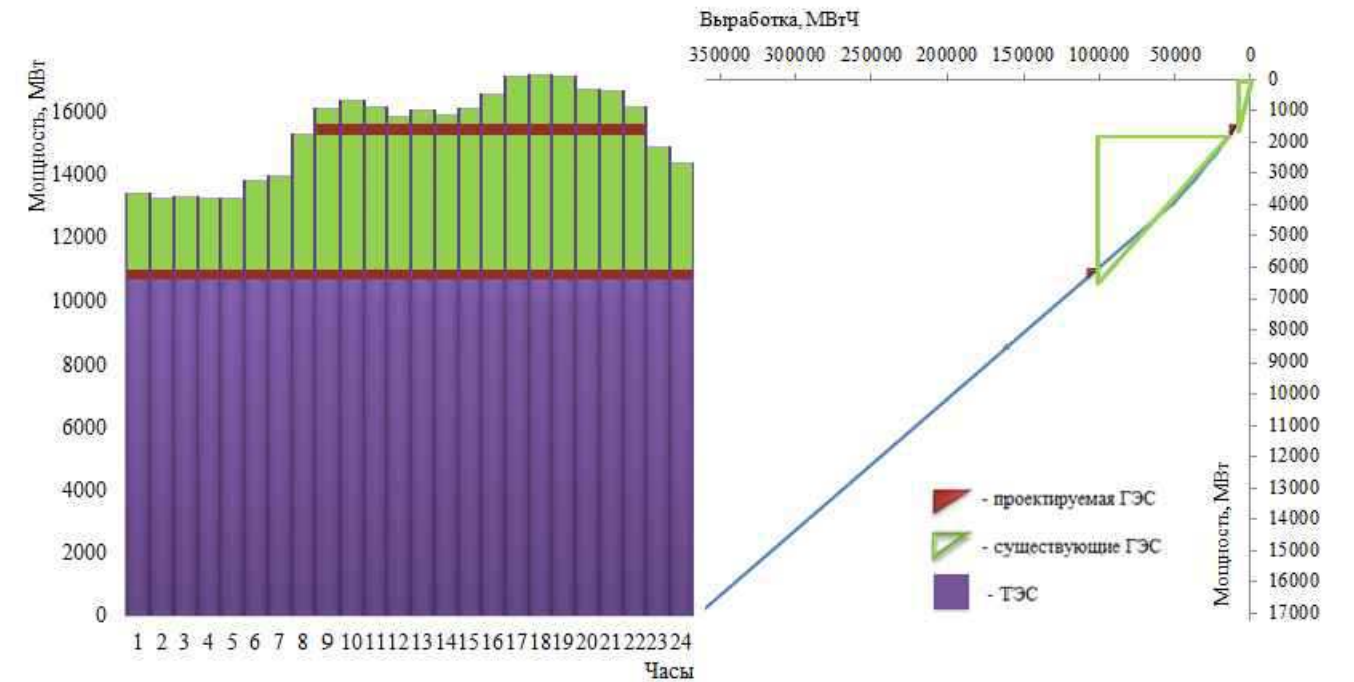
График сработки - наполнения водохранилища



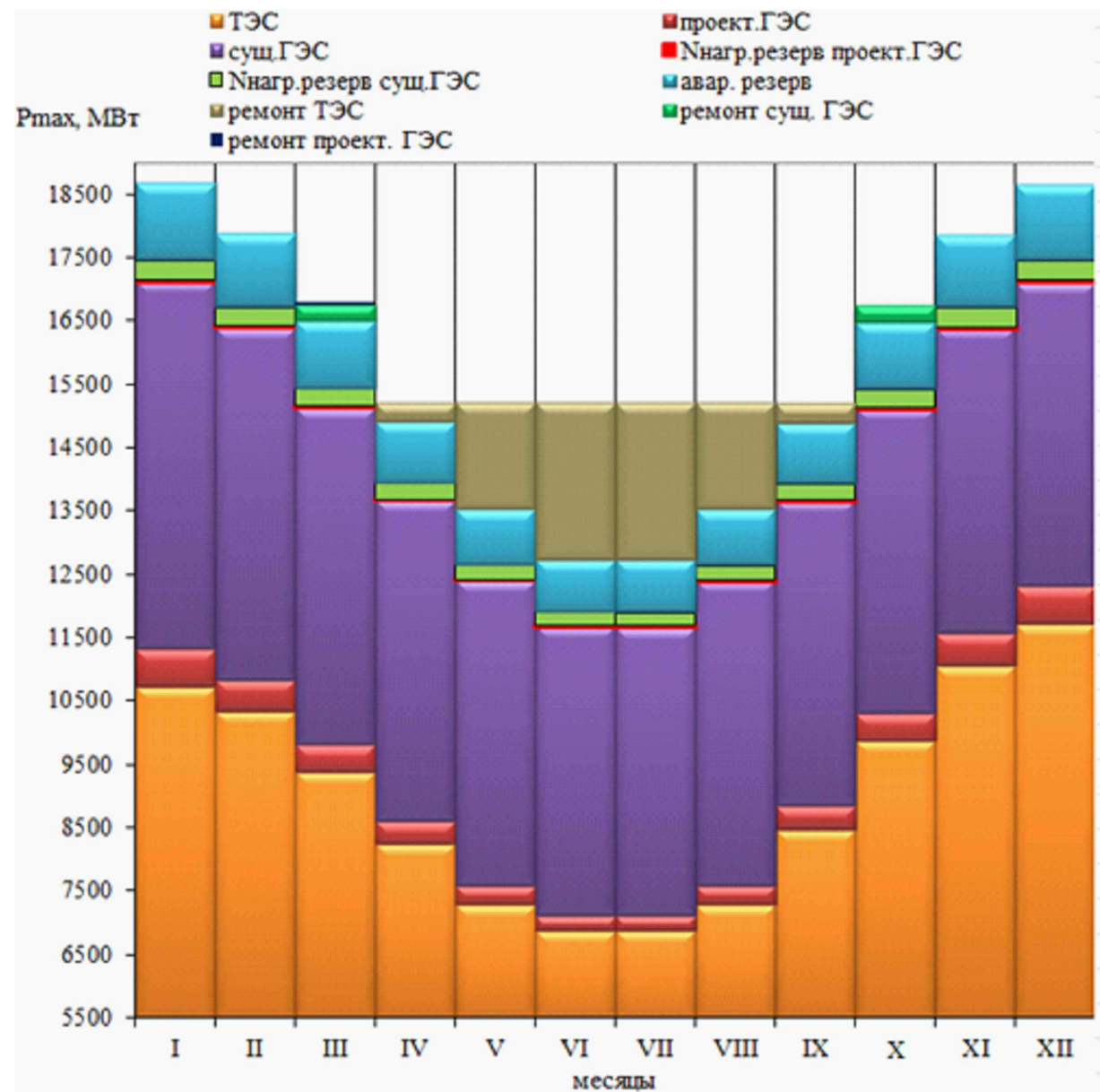
Основные показатели проектируемого гидроузла:

- Установленная мощность - 617 МВт;
- Гарантированная мощность - 438 МВт;
- Среднеголетняя выработка - 2,8 млн. КВт·ч.

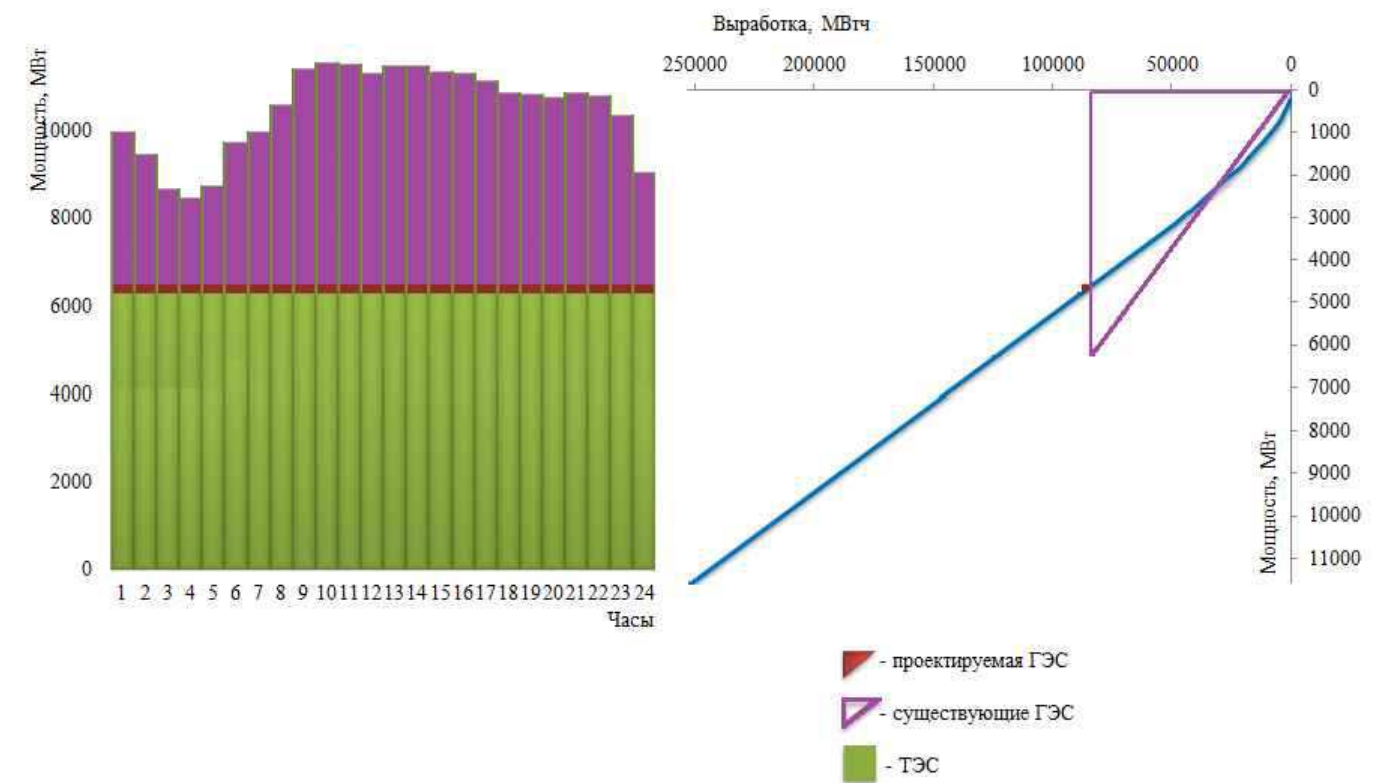
Суточный график нагрузки и ИКН по зиме



Баланс мощности энергосистемы



Суточный график нагрузки и ИКН по лету



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

Бакалаврская работа

Проектирование Малмыжской ГЭС на реке Вятка.
Автоматизированная система диагностического контроля на
примере проектируемой ГЭС

Руководитель: Т.С. Сусла
Выпускник: Ю.С. Трегубова



Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2018

Всего слайдов 19. Слайд 1

Местоположение гидроузла и природные условия

Река Вятка правый приток р. Кама (бассейн Волги).

Исток Верхнекамская возвышенность на севере Удмуртии.

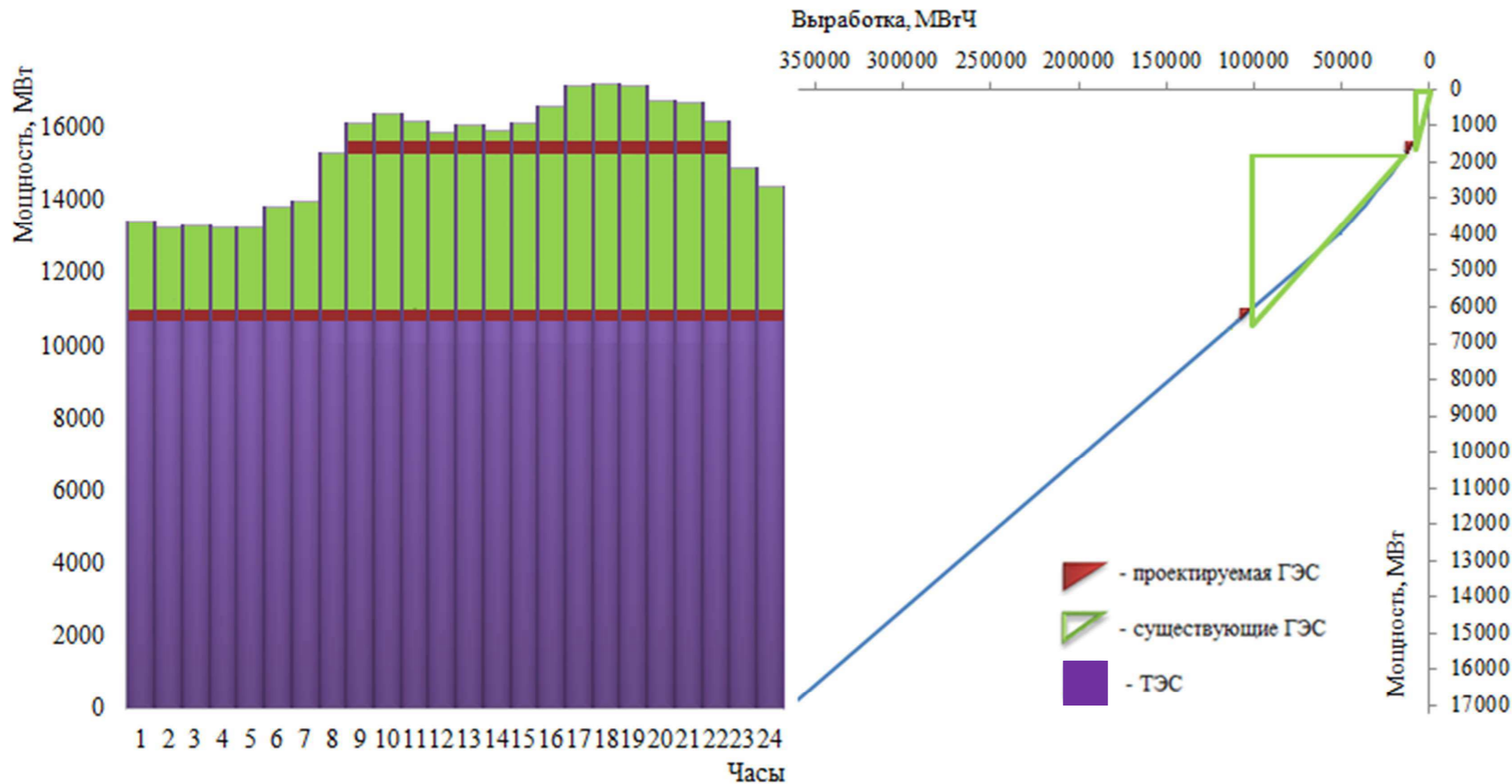
Длина реки составляет 1314 км.

Средний расход воды 890 м³/с.



Водно – энергетические показатели

Суточный график нагрузки и ИКН



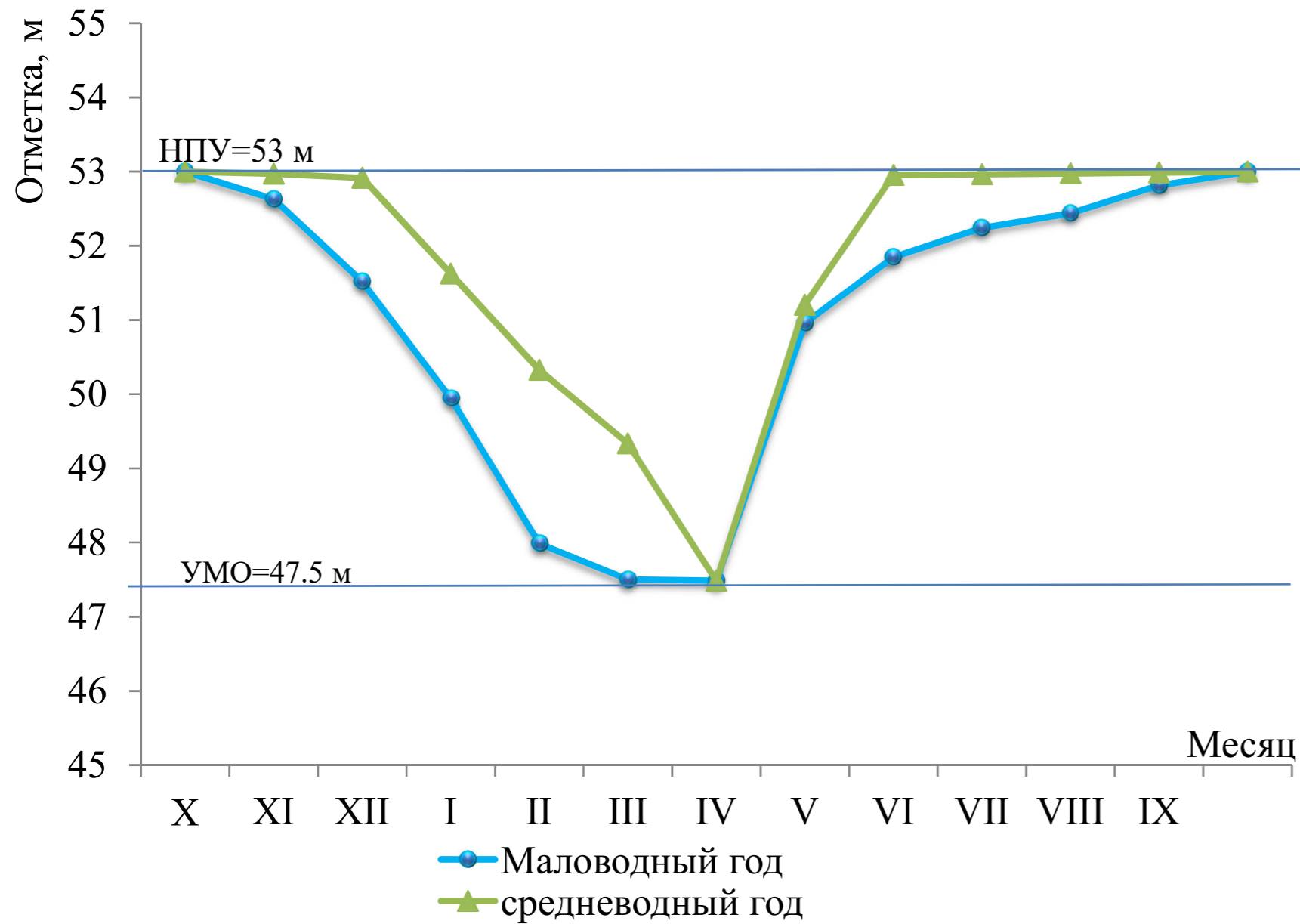
Установленная мощность
617 МВт

Гарантированная мощность
438 МВт

Среднеголетняя
выработка электроэнергии
2,8 млрд. кВт·ч.



График сработки и наполнения водохранилища



НПУ= 53 м;

УМО= 47,5 м;

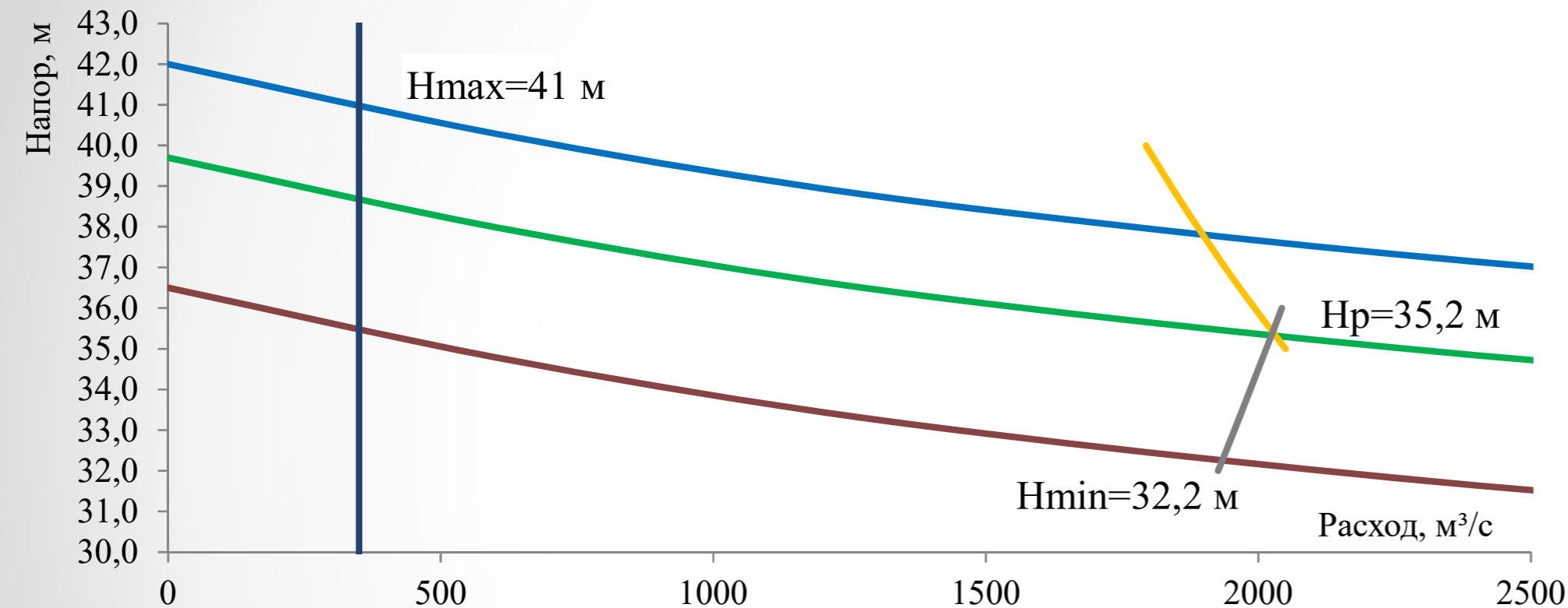
Полный объем = 26,6 км³

Полезный объем = 5,5 км³



Основное и вспомогательное оборудование

Режимное поле Малмыжской ГЭС



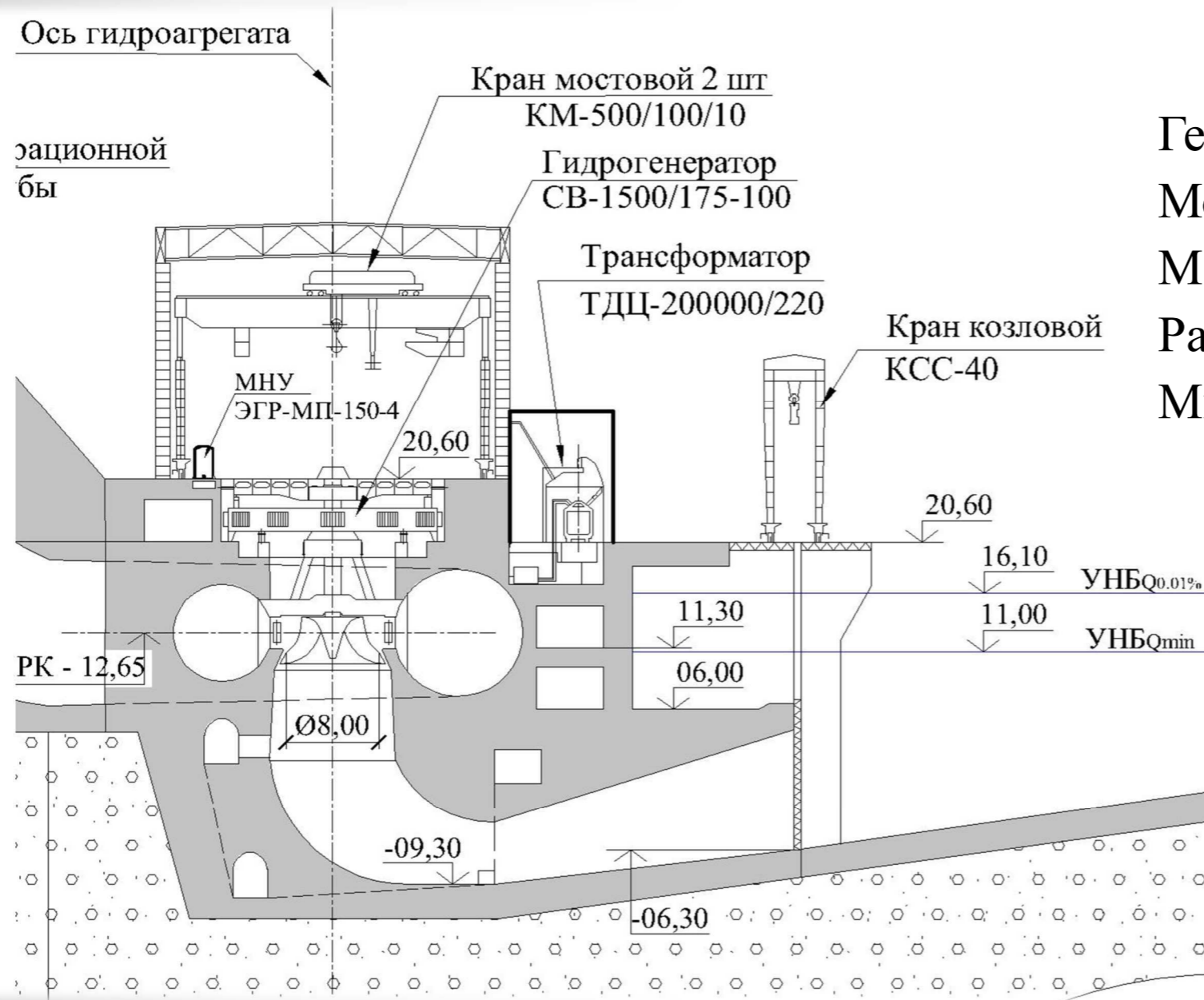
- Напорная характеристика при НПУ
- Напорная характеристика при УМО
- Напорная характеристика при Zвб1
- Ограничение по установленной мощности
- Ограничение по пропускной способности (по турбине)
- Ограничение по минимальному расходу

Параметры турбины PO45/820-B-46

Число турбин	4
Максимальный напор гидротурбин	45 м
Диапазон регулирования	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	82,5 об/мин
Оптимальный приведенный расход	1200 л/с
Оптимальный КПД модели	0,921
Приведенный максимальный расход	1350-1430 л/с
Коэффициент кавитации	0,195-0,23



Разрез по зданию ГЭС

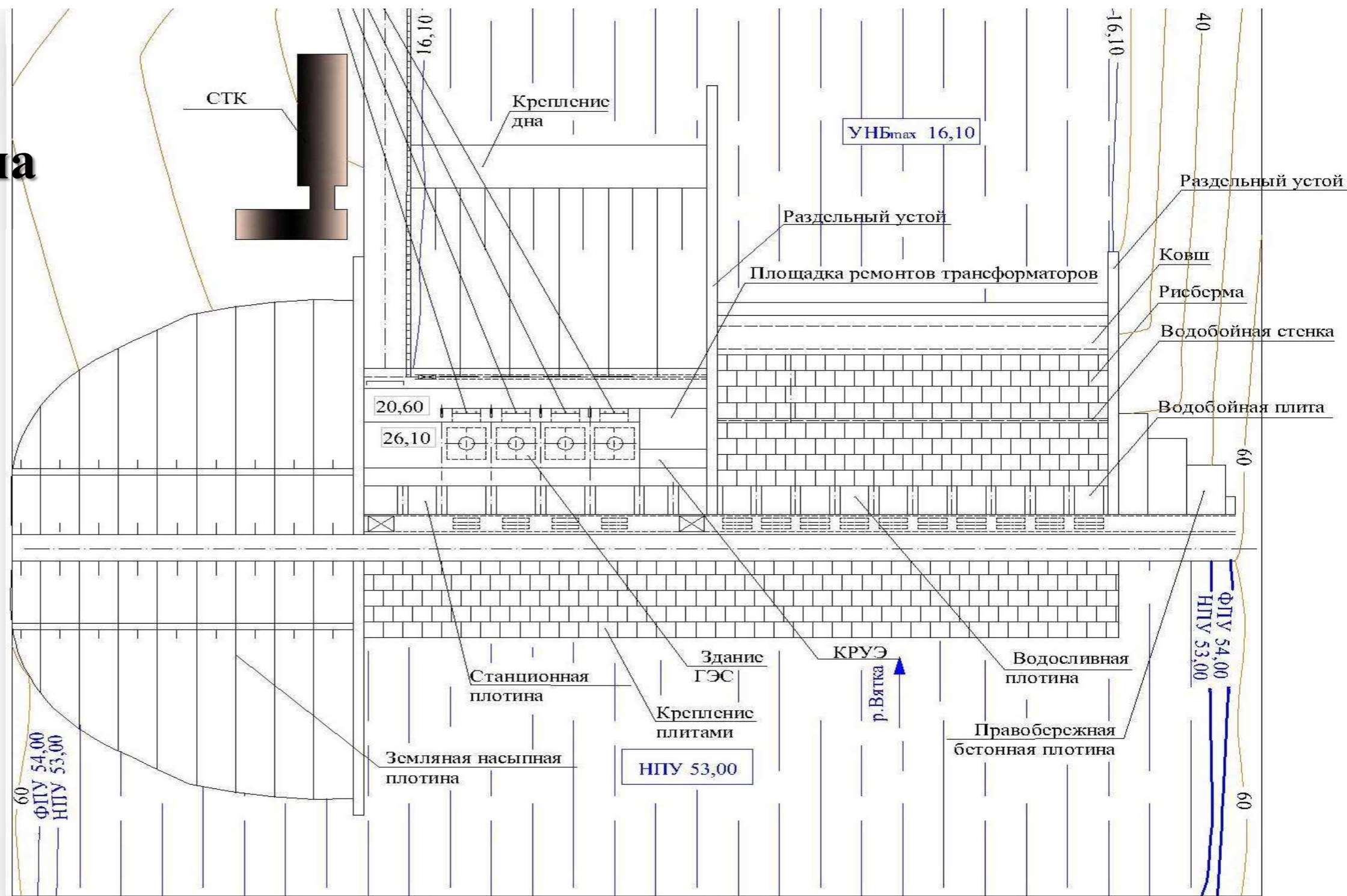


Генератор: СВ-1490/70-96;
 Мощность: 182 МВт.
 Максимальный напор: 41,0 м;
 Расчетный напор: 35,2 м;
 Минимальный напор: 32,2 м;



Компоновка и сооружения гидроузла

Генеральный план Малмыжской ГЭС

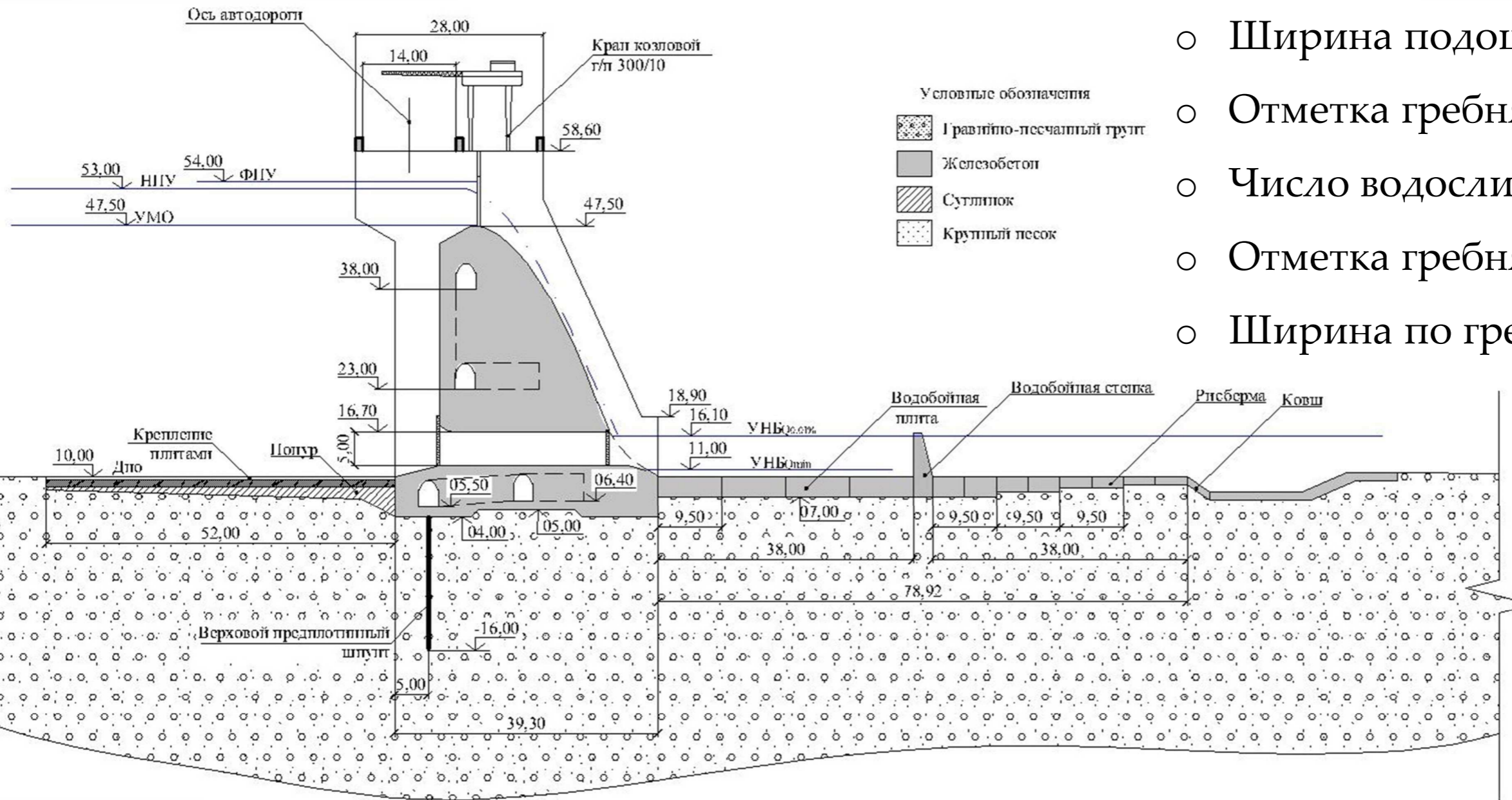


Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2018

Всего слайдов 19. Слайд 7



Водосливная плотина

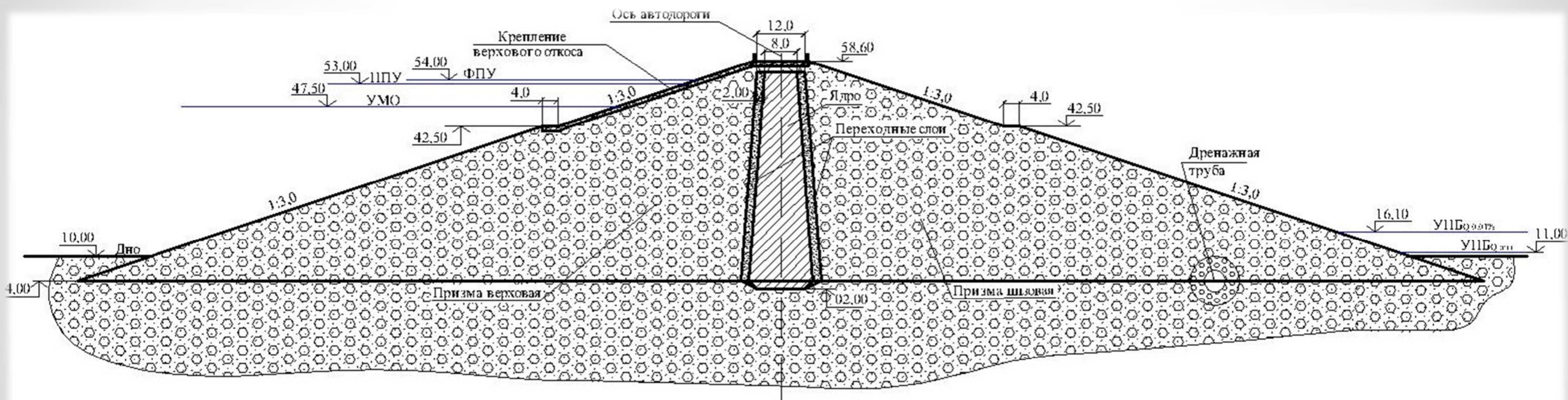


- Ширина подошвы – 39,3 м.
- Отметка гребня водослива – 47,5 м.
- Число водосливных отверстий – 10 шт
- Отметка гребня – 58,6 м.
- Ширина по гребню - 28 м.



Каменно-набросная плотина

Габаритные размеры и характерные отметки

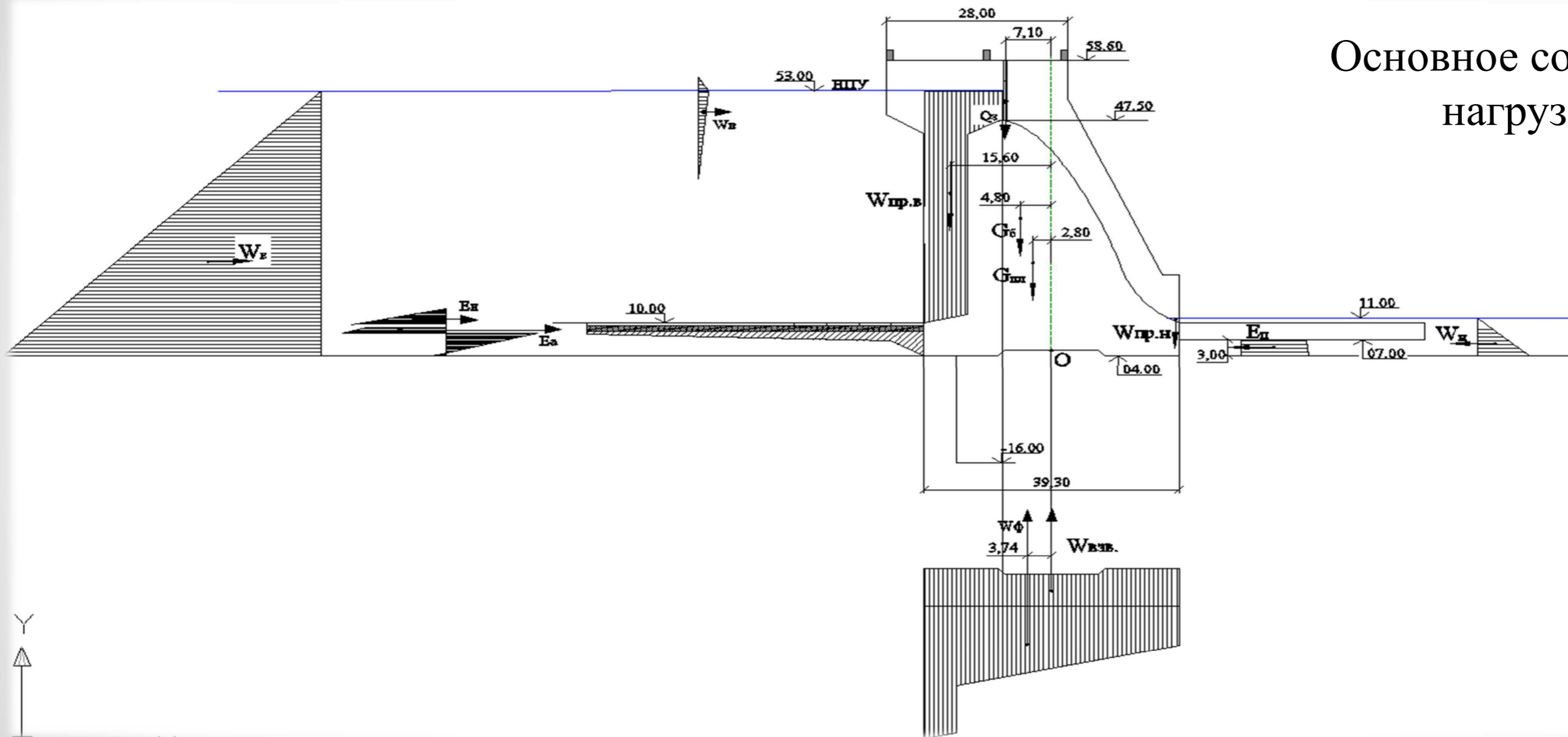


- Противофильтрационный элемент – суглинистое ядро с переходными слоями из песка и гравия.



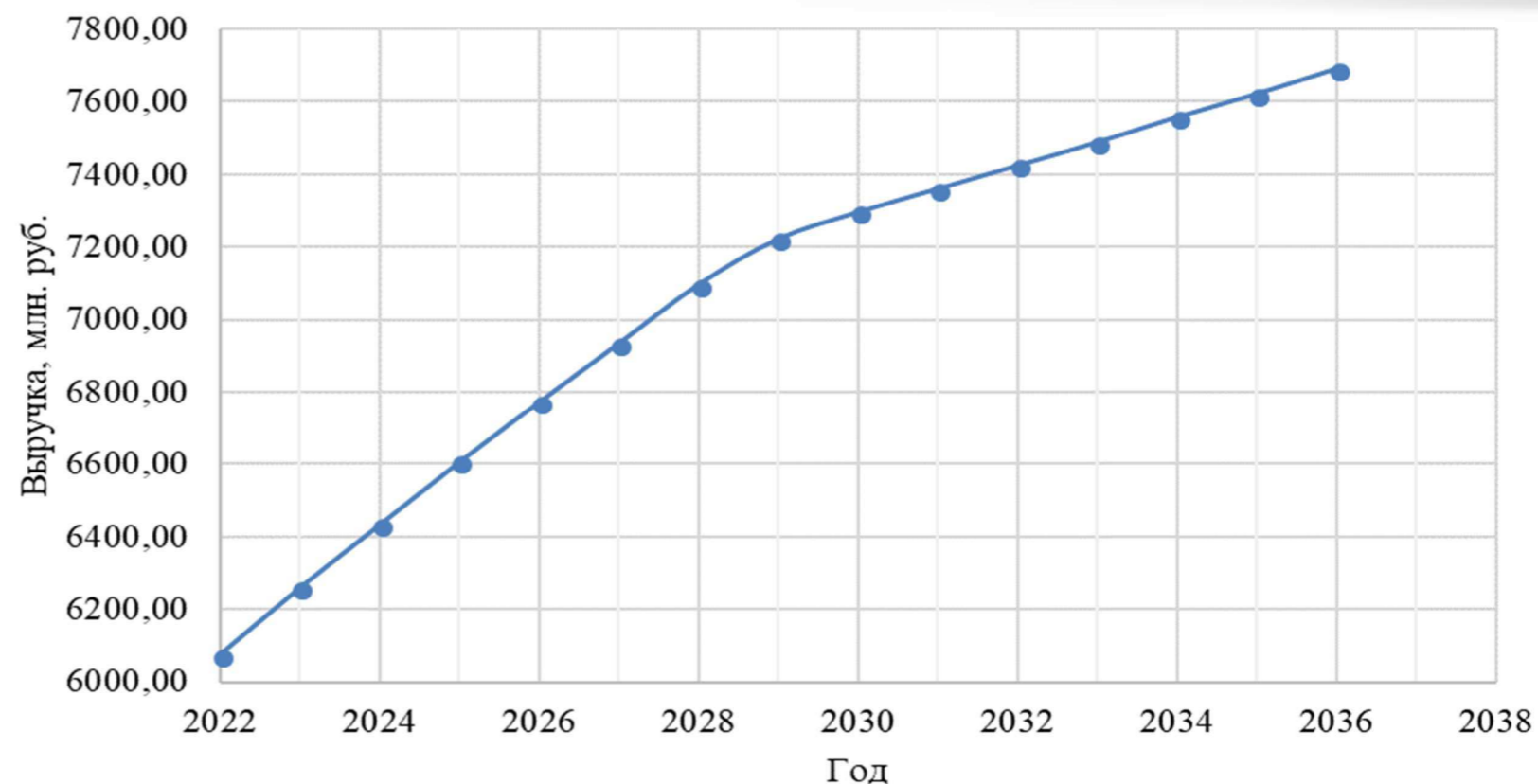
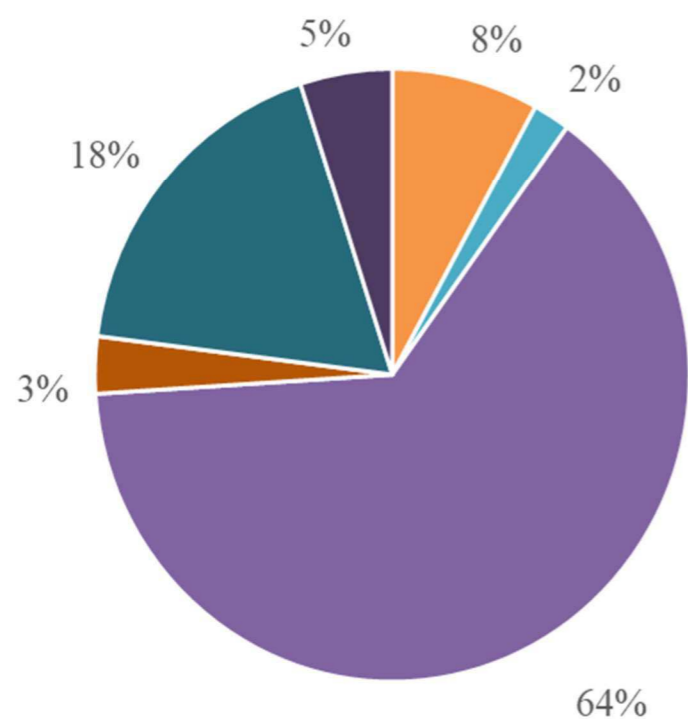
Сбор нагрузок действующих на плотину

Основное сочетание нагрузок



Технико – экономические показатели работы

- Амортизационные отчисления
- Расходы на страхование
- Эксплуатационные затраты
- Расходы на ремонт производственных фондов
- Расходы на услуги регулирующих компаний
- Налог на воду



Показатель	Величина
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости, год	5,16
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	0,09
Чистый приведенный доход, млн. руб.	22938,91
Удельные капиталовложения, руб/кВт	22938,08

Автоматизированная система диагностического контроля гидротехнических сооружений (АСДК ГТС)

Цель АСДК ГТС - сбор всех данных, параметров и показателей, характеризующих и влияющих на состояние гидротехнических сооружений для обеспечения возможности оперативной обработки и всестороннего анализа собранной информации, получения комплексной оценки и работоспособности гидротехнического сооружения.

Функции и Задачи АСДК ГТС

Автоматизированный опрос КИА, сбор, хранение, обработка и визуализация информации, ее передача в информационно-диагностическую систему (ИДС) контроля ГТС;

Контроль работоспособности КИА, линий связи и аппаратуры;

Формирование информационного пакета данных инструментальных наблюдений с сохранением информации в памяти центрального сервера сбора данных, в базе данных ИДС и в архивах на независимых электронных носителях;

Оперативная диагностика технического состояния ГТС с использованием диагностических показателей и критериев безопасности;

Подготовка годовых отчетов и данных для работы персонала ГЭС.



Основные технические требования к АСДК ГТС

надежность



функциональность



открытость



с другими подсистемами контроля ГТС



самоконтроль датчиков и аппаратуры



удобство при ремонте



возможность проведения ремонта путем ее блочной замены



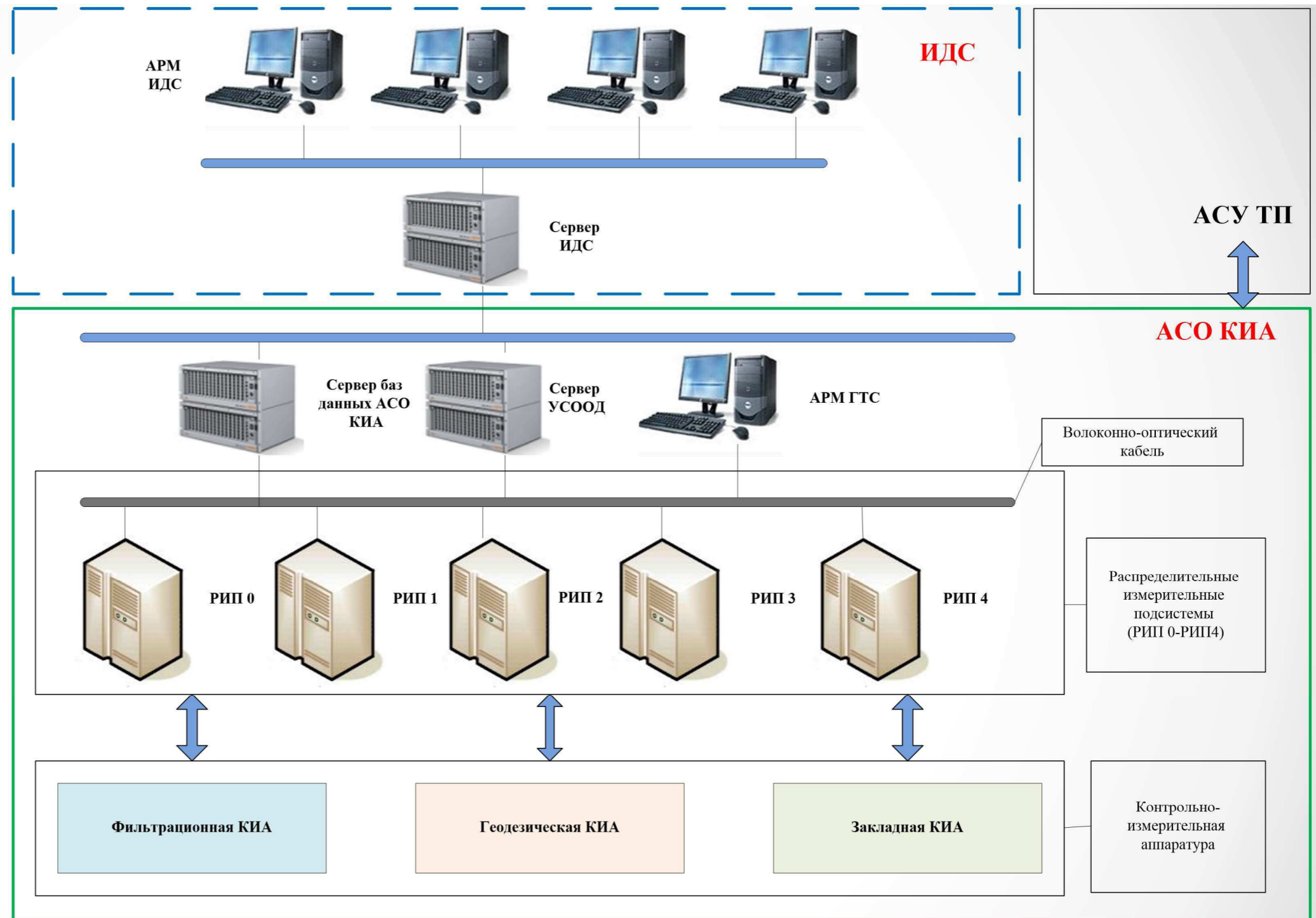
обеспечение эксплуатационной проверки работоспособности датчиков и каналов связи

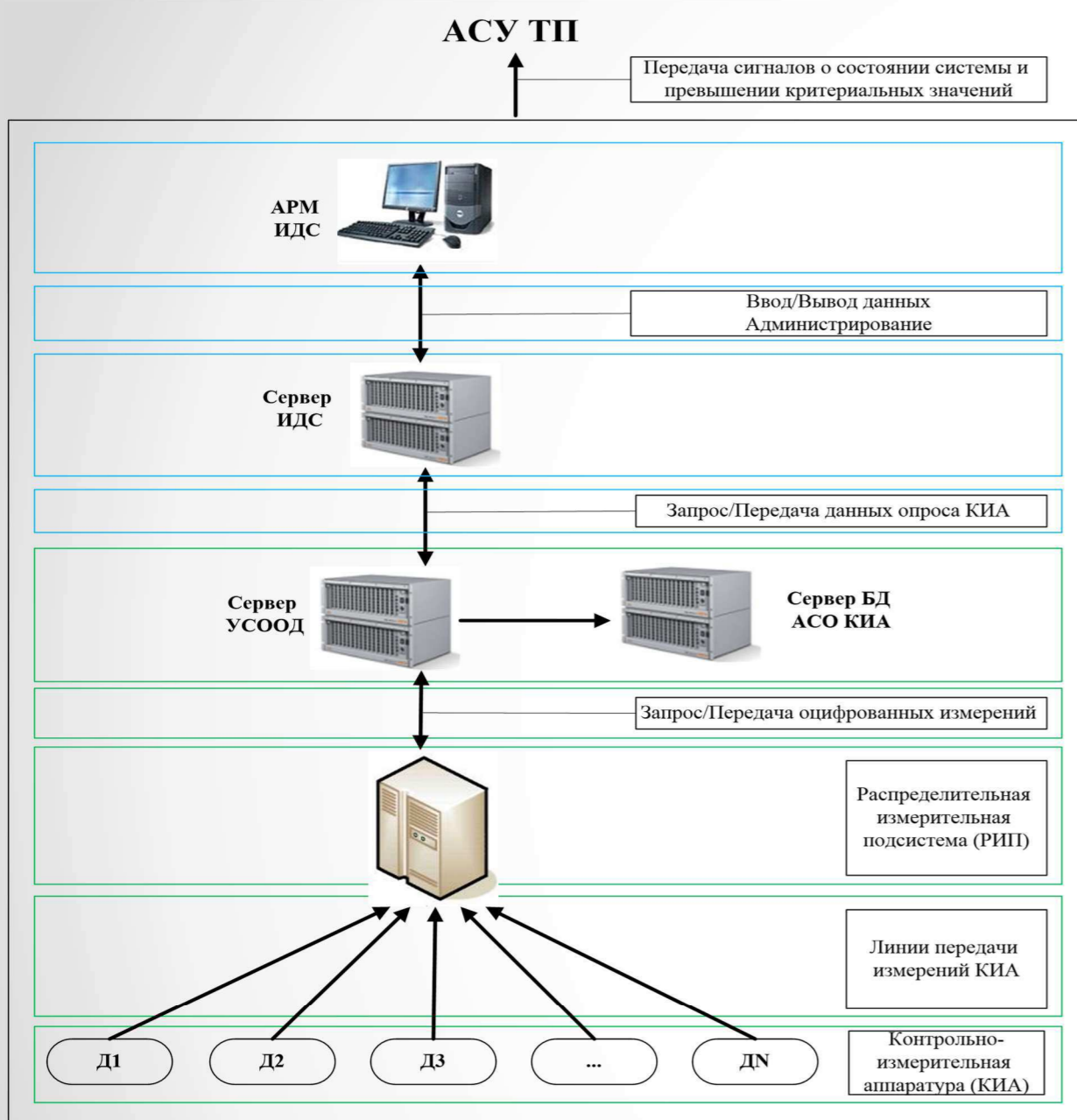


обеспечение безопасного проведения наблюдений, эксплуатационного и технического обслуживания.



Структурная схема АСДК ГТС





- АСО КИА
- ИДС

Функциональная схема

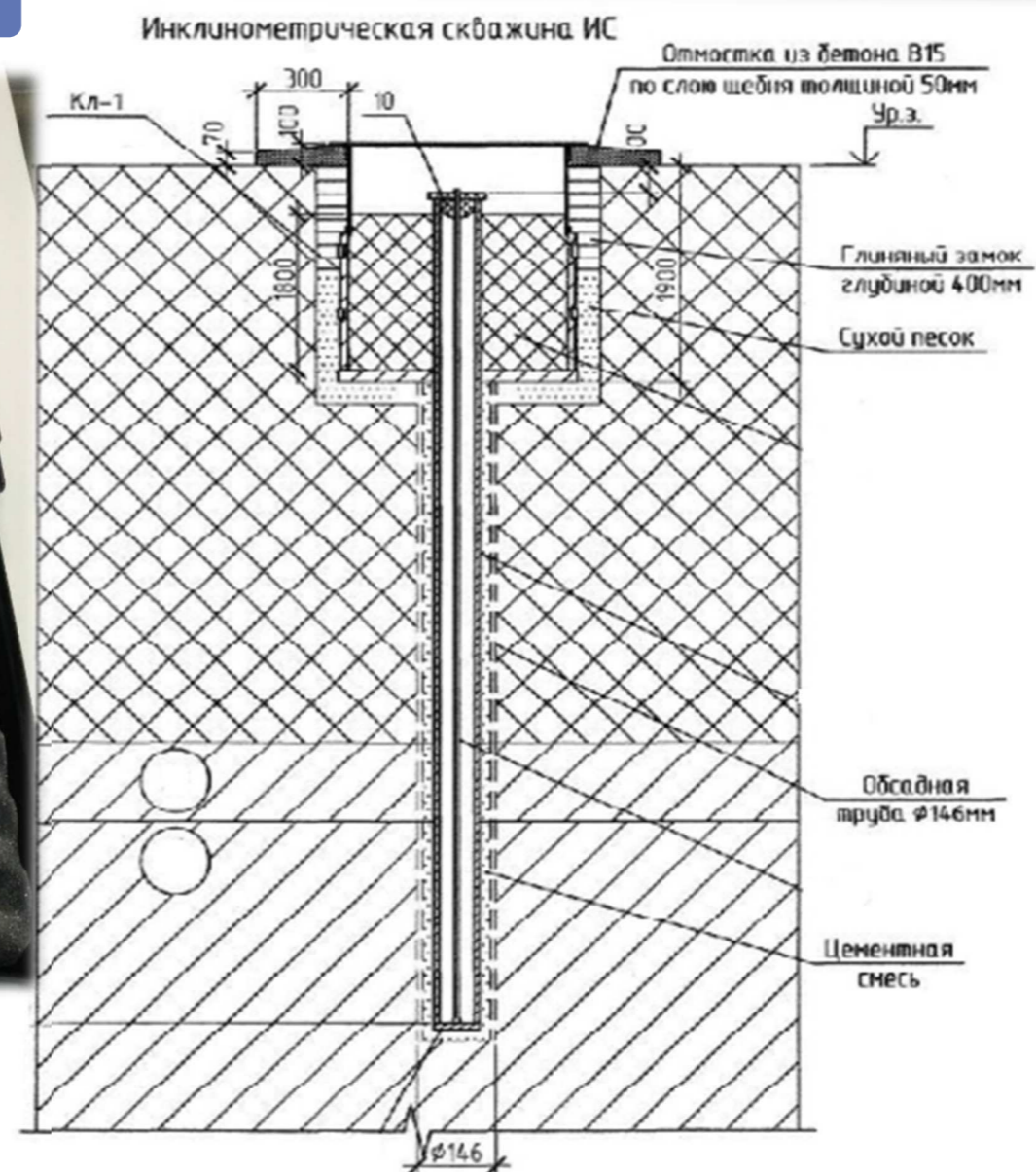
Уровни и составные элементы системы



Автоматизированная система диагностического контроля гидротехнических сооружений (АСДК ГТС)

Состав инклинометрической двухосевой системы MEMS:

- Зонд
- Экстензометр
- Блок управления
- Трос экстензометра
- USB кабель



Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2018

Всего слайдов 19. Слайд 16

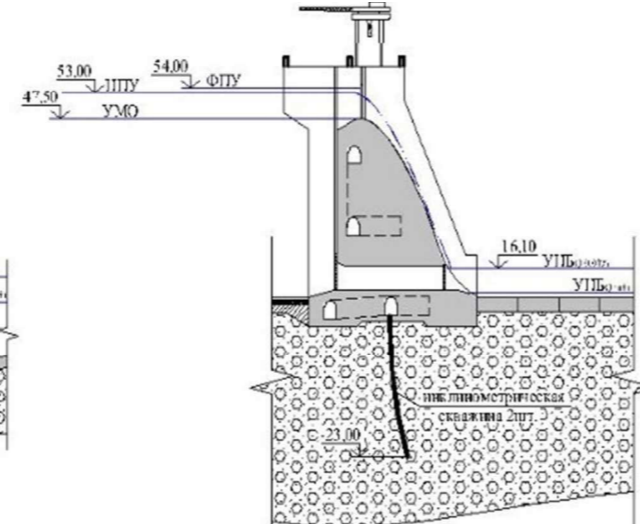
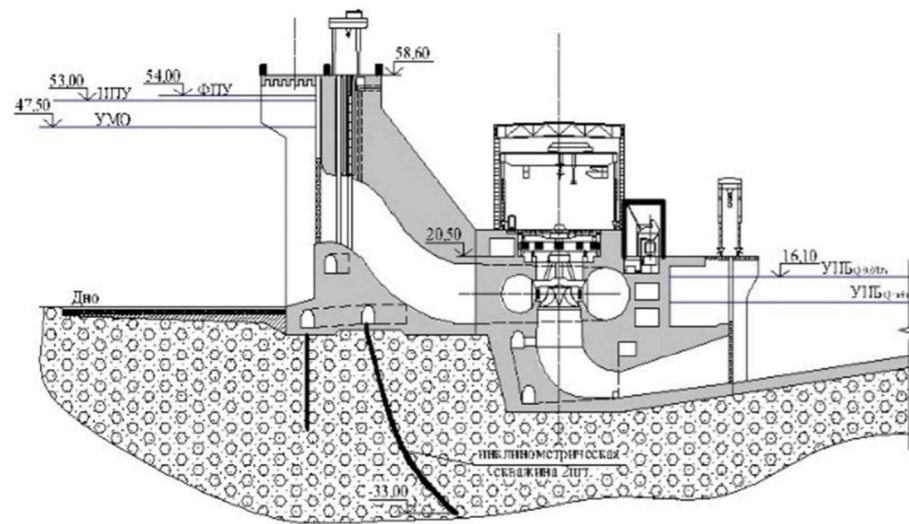


Схема расположения инклинометрической сети наблюдения

Разрезы в местах установки инклинометрических скважин

Станционная плотина

Водосливная плотина



Каменно-земляная плотина

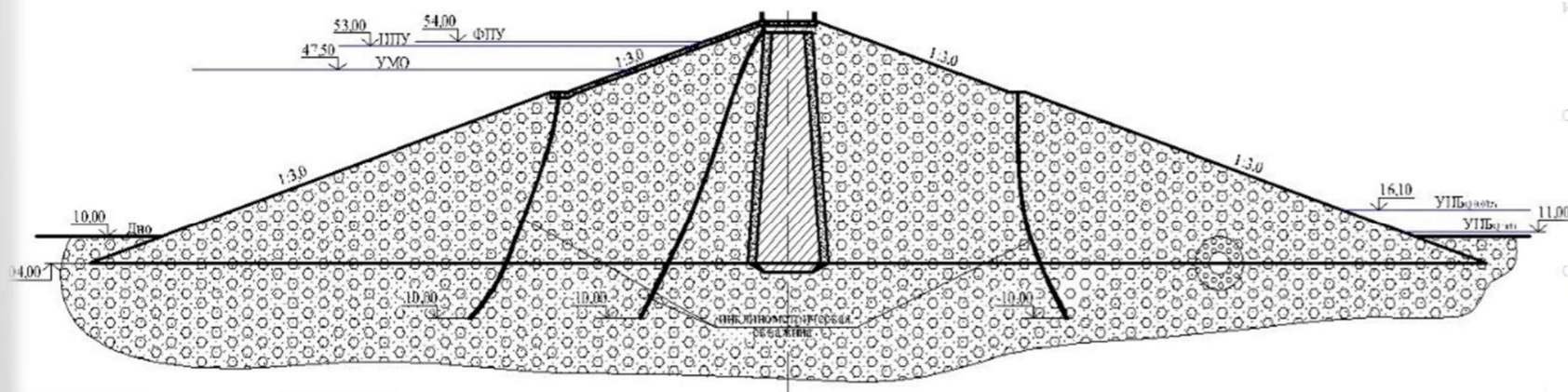
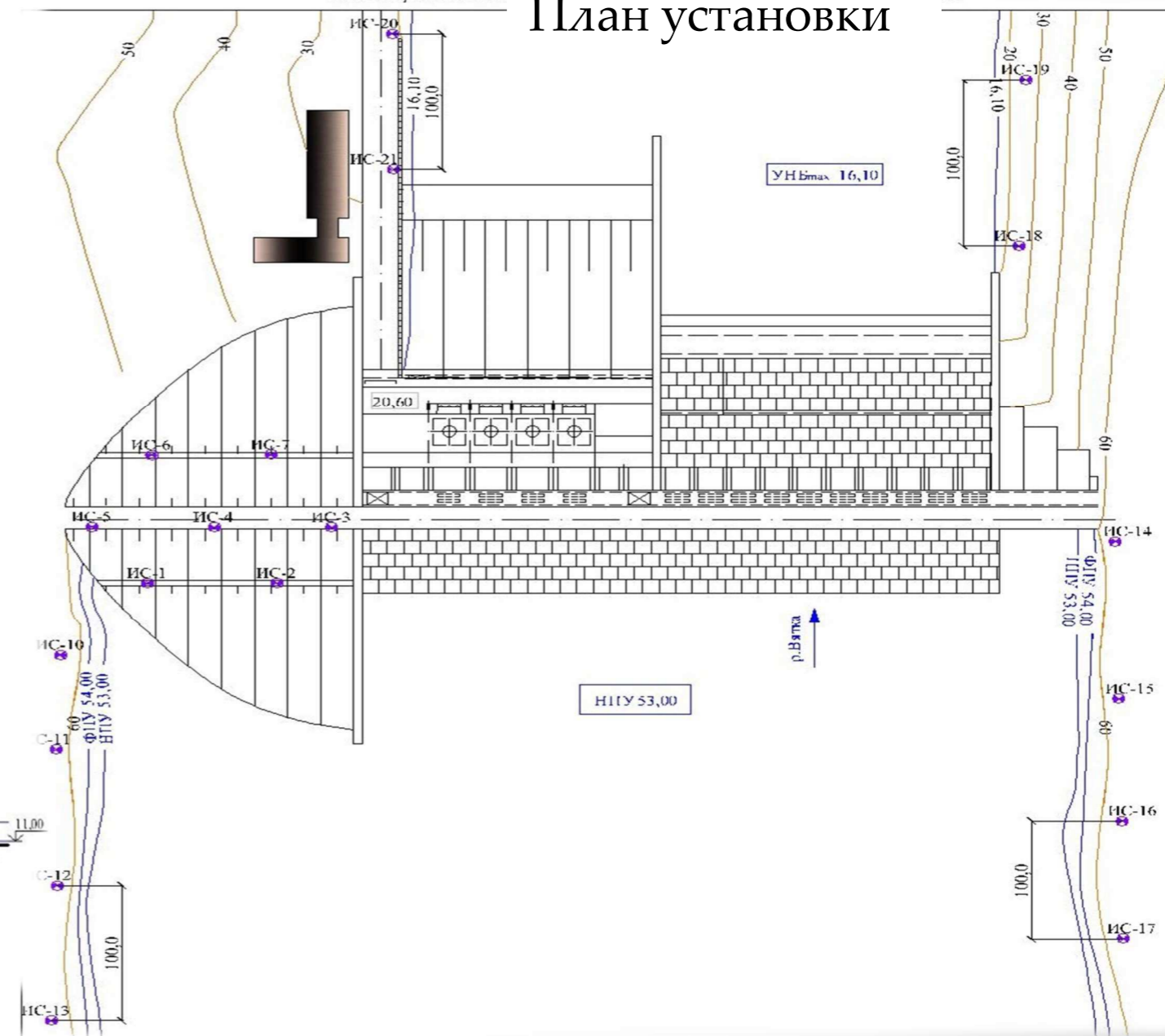


Схема расположения

План установки



Результат внедрения АСДК ГТС

повышена точность,
надежность и
достоверность
результатов натурных
наблюдений

увеличена оперативность
контроля и
диагностирования
состояния ГТС гидроузла

обеспечен постоянный
контроль
работоспособности КИА
в процессе мониторинга
состояния ГТС

достигнут качественно
новый эффект при
проведении
инструментальных
наблюдений

повышенная частота
опроса датчиков, по
сравнению с ручным
опросом КИА

позволяет осуществлять
регистрацию и анализ
нестационарных
процессов, связанных с
быстрыми изменениями
режима работы ГЭС

снижены трудозатраты и
практически исключены
ошибки в процессе
опроса КИА и ввода
информации в базу
данных



**БЛАГОДАРЮ ЗА
ВНИМАНИЕ!**



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

Кафедра «Гидротехнических сооружений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
В.Б. Затеев
подпись

«__» _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАЛМЫЖСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВЯТКА.
АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ДИАГНОСТИЧЕСКОГО
КОНТРОЛЯ НА ПРИМЕРЕ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС

Руководитель

Т.С. Суела
подпись, дата

Инженер СМГТС
Филиала ПАО «РусГидро»
«Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожного»
должность

Т.С. Суела
инициалы, фамилия

Выпускник

Ю.С. Трегубова
подпись, дата

Ю.С. Трегубова
инициалы, фамилия