

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

Кафедра гидротехнических сооружений и гидравлических машин
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ А.А.Андряс
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 – Строительство
код – наименование направления

Проектирование Урухской ГЭС на реке Урух. Расчет размера вреда при аварии
на ГТС
тема

Руководитель _____
подпись, дата

ст.преподаватель
кафедры ГТС и ГМ,
Саяно-Шушенский
филиал СФУ
должность, ученая степень

О.В.Захарова
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Н.А.Вигант
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Урухского гидроузла на реке Урух. Расчет размера вреда при аварии на ГТС».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
Оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Организация и производство
гидротехнических работ

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ УРУХСКОГО ГИДРОУЗЛА	7
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Общая часть	9
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла.....	9
1.2 Гидрологические данные	9
1.3 Энерго – экономические показатели	9
2 Водно – энергетические расчеты	10
2.1 Исходные данные	10
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного по водности года при заданной обеспеченности стока.....	13
2.3 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы	16
2.4 Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	18
2.5 Расчеты среднесуточной выработки и мощности для существующих ГЭС	20
2.6 Определение типа регулирования	20
2.7 Построение интегральных кривых нагрузки.....	21
2.8 Водно – энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году	23
2.9 Определение среднемноголетней выработки.....	25
2.10 Определение установленной мощности ГЭС. Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования.....	26
2.11 Баланс мощностей.....	28
2.12 Баланс энергии.....	29
2.13 Построение режимного поля.....	30
3 Основное и вспомогательное оборудование	33
3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	33
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	36
3.3 Расчет спиральной камеры.....	38
3.4 Выбор типа серийного генератора	42
3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины	43
3.5.1 Расчет вала на прочность	43
3.5.2 Расчет подшипника.....	44
3.6 Выбор типа маслонапорной установки.....	45
4 Компоновка гидроузла, расчет основных сооружений.....	46
4.1 Определение класса сооружения.....	46
4.2 Проектирование сооружений напорного фронта.....	46
4.2.1 Определение отметки гребня.....	46
4.2.2 Гидравлические расчеты	48
4.2.3 Расчет водобойной стенки	54
4.2.4 Расчет донного водосброса	56
4.3 Конструирование бетонной плотины.....	57
4.3.1 Определение ширины подошвы	57

4.3.2 Разрезка бетонных плотин по швам.....	58
4.3.3 Быки.....	59
4.3.4 Устой.....	59
4.3.5 Дренаж тела бетонной плотины.....	59
4.3.6 Галереи в теле плотины.....	59
4.3.7 Ширина плотины по гребню.....	60
4.4 Основные элементы плотины.....	60
4.5 Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	61
4.6 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	62
4.7 Оценка прочности плотины для основного случая.....	65
4.8 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	68
4.9 Оценка прочности плотны для поверочного случая.....	71
5 Организация и производство гидротехнических работ.....	74
5.1 Компоновка сооружения.....	74
5.2 Гидравлический расчет пропуска строительных расходов I очереди через стесненное русло.....	74
5.1.1 Определение отметок гребня перемычек.....	76
5.2 Конструкция перемычек.....	77
5.3 Пропуск строительных расходов II очереди через донные отверстия.....	78
5.4 Определение отметок перемычек II очереди.....	80
5.5 Пропуск строительных расходов II очереди через недостроенный водосброс – «гребенку».....	80
5.6 Определение отметок перемычек II очереди.....	83
5.7 Закрытие «гребенки».....	83
5.8 Водоотлив.....	84
5.9 Буровзрывные работы.....	84
5.10 Земляные работы.....	86
5.10.1 Расчет производительности экскаватора одноковшового.....	86
5.11 Определение необходимого количества транспорта.....	87
5.12 Производство бетонных работ.....	88
5.12.1 Приготовление бетонной смеси.....	88
5.12.2 Опалубочные работы.....	89
5.12.3 Арматурные работы.....	90
5.12.4 Бетонные работы.....	90
5.12.5 Вибрирование.....	90
5.13 Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию.....	91
5.14 Подготовка оснований блоков.....	92
5.15 Уплотнение бетонной смеси.....	92
5.16 Уход за бетоном.....	93
5.17 Контроль качества бетонных работ.....	94
5.18 II этап – перекрытие русла.....	95
5.19 III этап – возведение сооружений в котловане II очереди и наращивание по всему напорному фронту для начала наполнения водохранилища.....	95

5.20 IV этап – возведение сооружений в котловане II очереди и наращивание по всему напорному фронту для начала наполнения водохранилища	95
5.21 Перемычки I очереди	96
5.22 Технология возведение деривационного канала	96
5.23 Заключение по результатам проектирования.....	100
6 Охрана окружающей среды	100
6.1 Общие сведения о районе строительства	100
6.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	101
6.3 Отходы, образующиеся при строительстве	101
6.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	102
7 Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда	103
7.1 Пожарная безопасность	103
7.2 Охрана труда.....	105
8 Технико – экономическое обоснование.....	107
8.1 Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	107
8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	107
8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу	108
8.1.3 Налоговые расходы.....	111
8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	111
8.3 Оценка инвестиционного проекта.....	113
8.3.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	113
8.3.2 Коммерческая эффективность	114
8.3.3 Коммерческая эффективность	115
8.4 Анализ чувствительности.....	115
9 Расчет размера вреда при аварии на ГТС	118
9.1 Описание и обоснование принятых к расчету сценариев аварий гидротехнического сооружения.....	118
9.2 Выбор направлений деятельности по анализу риска аварий	119
9.3 Порядок расчета вероятного вреда, последовательность определения вероятного вреда	120
9.4 Порядок расчета вероятного вреда, последовательность определения вероятного вреда	120
9.4.1 Оценка вероятного числа погибших и пострадавших при аварии ГТС людей среди персонала ГТС, населения постоянного проживания и населения временного нахождения. Расчет размера социального ущерба от аварий ГТС в денежном выражении	120
9.4.2 Число погибших и пострадавших работников ГТС, которые при исполнении своих служебных обязанностей находились в зоне затопления	121
9.4.3 Число погибших и пострадавших среди населения постоянного проживания, находившегося на территориях, попадающих в зону аварийного воздействия	122

9.4.4 Число погибших и пострадавших среди населения временного нахождения на территориях, попадающих в зону затопления	123
9.4.5 Определение социального ущерба в денежном выражении	124
9.4.6 Оценки основных составляющих имущественного ущерба от аварий ГСТ в денежном выражении.....	125
9.4.7 Ущерб элементам транспорта и связи	126
1.4.8 Ущерб жилому фонду и имуществу граждан	127
9.4.9 Ущерб производственным, основным и оборотным фондам	128
9.4.10 Расходы на ликвидацию последствий аварии	129
9.4.11 Расчет ущерба лесному фонду от потери леса как сырья	129
1.4.12 Имущественный ущерб И _{ИМУЩ} равен:.....	130
1.4.12 Расчет размера общего ущерба от аварий ГТС в денежном выражении	130
1.4.13 Расчет размера вероятного вреда от аварий ГТС в денежном выражении	131
1.4.14 Итог. Денежные оценки вероятного вреда, сгруппированные согласно показателям социально-экономических последствий аварий гидротехнических сооружений	131
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	133
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	135
ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно-энергетические расчеты	137
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование.....	142
ПРИЛОЖЕНИЕ В Организация и производство гидротехнических работ....	146

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ УРУХСКОГО ГИДРОУЗЛА

Наименование гидроузла: Урухский гидроузел на реке Урух,

Местонахождение ГЭС: Республика Кабардино-Балкария,

Тип проектируемой установки: Гидроэлектростанция.

1. Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний 42 м³/с,

б) всех турбин 250 м³/с,

в) тах основной с учетом трансформации паводка обеспеченностью 3%,
336,5 м³/с,

г) тах поверочный расход обеспеченностью 0,5%, 432,9 м³/с,

2. Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока: суточный,

б) отметки: НПУ 550 м; УМО 520 м

в) объемы водохранилища: полный 0,00806 км³; полезный 0,00485 км³.

3. Напоры ГЭС:

а) максимальный 73,3 м,

б) расчетный 69 м,

в) минимальный 59 м.

4. Энергетические характеристики:

а) мощность установленная 131 МВт; гарантированная 72 МВт;

б) среднемноголетняя выработка электроэнергии 151,2 млн. кВт.ч.

в) число часов использования установленной мощности 5760 час.

5. Плотины:

а) водосливная материал бетон,

б) левобережная глухая материал бетон,

в) правобережная глухая материал бетон,

г) общая длина 232 м , максимальная высота 34,4 м.

6. Водосбросные сооружения:

а) гашение энергии при помощи водобойной плиты и водобойной стенки,

б) число пролетов 2 отверстия,

в) общая длина 16 м.

7. Здание ГЭС:

а) тип здания деривационное число агрегатов 3,

б) размеры: общая длина 40 м, ширина 32 м.

8. Основное оборудование:

а) тип турбины PO75-B-280

б) тип генератора СВ-497/100-24,

в) частота вращения 250 об/мин,

9. Техничко-экономические показатели:

а) период окупаемости 22 года,

б) себестоимость энергии 35 коп/кВт·ч

в) удельные капитальные вложения 77971,05 руб./кВт.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию ее параметров в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке её сбыта.

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии.

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.

Гидроэнергетические мощности вносят ощутимый вклад в обеспечение системной надежности и в конечном итоге надежной работы все Единой электроэнергетической системы страны.

Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

1 Общая часть

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Урухский гидроузел расположен в республике Кабардино-Балкария на реке Урух.

Климат умеренно-континентальный, в горах - высокая поясность. На Кабардинской равнине зимой температура воздуха колеблется от +1 до -8 градусов, летом - от +20 до +26 градусов. В горных районах республики температура зимой доходит до -20 градусов, летом колеблется от +4 до +15 градусов.

1.2 Гидрологические данные

Длина 104 км. Вытекает из ледника Мостоцете в Дигорском ущелье Северной Осетии. Площадь водосборного бассейна — 1280 км². Средний расход воды в 47 км от устья — 20,2 м³/с.

Основные источники питания реки - снеговое, ледниковое, дождевое и грунтовое.

1.3 Энерго – экономические показатели

Проектируемый гидроузел входит в ОЭС Юга.

«Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Кабардино-Балкария» (Северокавказское РДУ) осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории республики Кабардино-Балкарии.

2 Водно – энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

1. Данные по энергосистеме:

1.1 Энергосистема Юг, типовой график нагрузки для широты «Юг».

1.2 Установленная мощность существующих ГЭС [1]:

– Миатлинская ГЭС Нуст = 220 МВт.

1.3 Резервы: нагрузочный резерв системы 3%, аварийный резерв 10%.

2. Координаты кривых связей Урухского гидроузла.

Координаты кривых связей объемов Урухского гидроузла представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Координаты кривой объемов

$V, \text{ км}^3$	$z \text{ вб, м}$	$z \text{ расч}$	Δ
0	520	498,14	-0,01
0,1	530,4	520,01	0,02
0,2	535,6	530,36	0,00
0,3	539,2	535,67	-0,03
0,4	542,2	539,18	0,02
0,5	544,7	542,13	0,01
0,6	546,8	544,73	-0,03
0,7	548,6	546,87	-0,01
0,8	549,8	548,51	-0,02
0,9	551,1	549,83	0,02
1	552,2	551,1	-0,01

На рисунке 2.1 изображена кривая связи объемов в верхнем бьефе гидроузла.

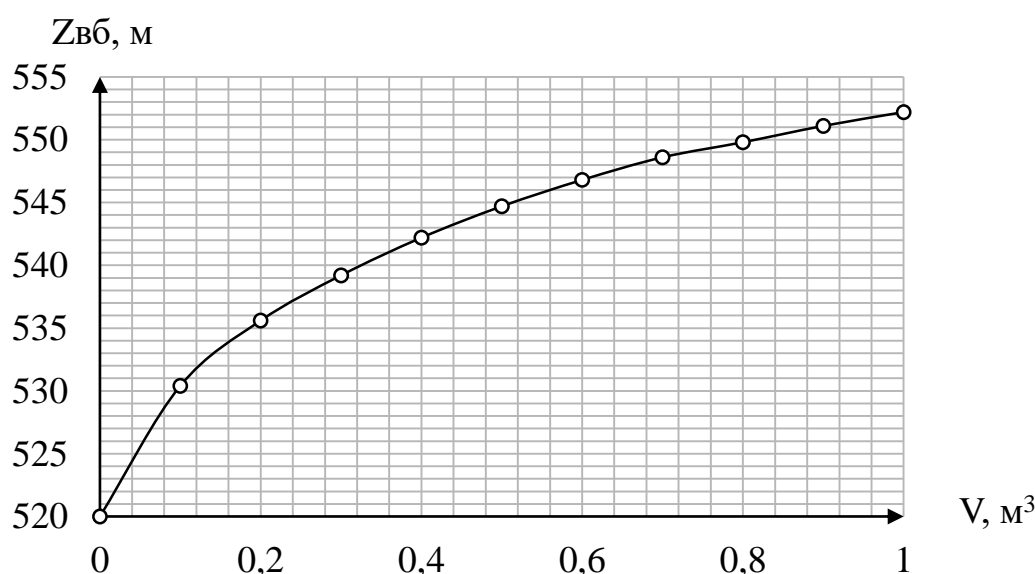


Рисунок 2.1 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

Координаты кривых расходов Урухского водохранилища представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Координаты кривой расходов и уровней нижнего бьефа

Q, м ³ /с	Z _{расч} , м	Z _{нб} , м
0	520,00	475,00
100	523,20	478,20
200	524,41	479,41
300	525,29	480,29
400	526,21	481,21
500	527,09	482,09
600	527,80	482,80
700	528,40	483,40

На рисунке 2.2 изображена кривая расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла.

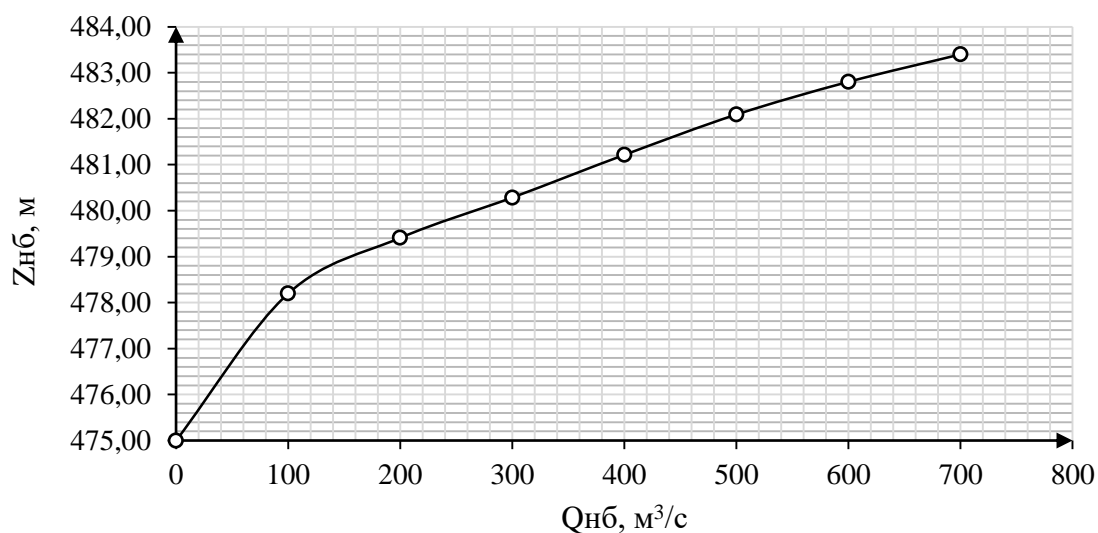


Рисунок 2.2 – Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа

3. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ 1.
4. Коэффициент мощности $kN = 8,4$.
5. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 1,5$ м.
6. НПУ гидроузла = 550,00 м.
7. ДНО гидроузла = 540,00 м.
8. Скорость реки Урух в створе Урухской ГЭС $v = 2,4$ м/с.
9. Гидрологический ряд среднемесячных расходов воды р. Урух в створе Урухской ГЭС за период 1936-1992 гг. представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Гидрологический ряд реки Урух

№п/п	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1	1936	9,6	9,75	9,61	49,6	147	90,8	9,84	9,13	11,2	10,3	11	9,52
2	1937	9	7,4	7,16	33,6	45,6	44,7	48,5	14,7	10,1	12,8	13,1	8,5
3	1938	7,24	7,05	7,63	153	134	89,8	68,6	56	31,9	32,2	41,9	20,3
4	1939	10,7	8,32	7,74	77,6	203	57	24,2	10,5	13,1	11,4	10,7	7,72
5	1940	7,54	6,5	6,79	76	68,8	59,6	9,71	5,8	4,56	5,45	6,51	7,38
6	1941	8,14	7,9	8,35	110	236	300	80,5	24,7	17,1	24,5	19,8	11,3
7	1942	11	10,1	9,55	42,3	149	46,8	27,2	66,7	36,8	35	28,6	13,1
8	1943	11,3	10,5	9,95	85	197	130	70,4	22,4	16,8	14,9	16,3	12,8
9	1944	11,5	10,4	9,88	70	101	43,2	13,5	8,77	18,7	27	21,9	10,6
10	1945	13,83	13,52	13,41	46,90	83,20	43,30	13,76	11,72	13,83	13,86	13,86	11,90
11	1946	7,88	7,12	7,64	53,8	88	43,5	9,4	8,18	8,5	9,8	7,38	7,87
12	1947	15,66	14,28	15,2	43,4	62,4	42,6	13,34	13,82	25,4	30,4	43,8	20,6
13	1948	8,63	8,44	7,35	42,9	102	49,9	8,66	8,45	10,2	11,8	8,46	9,8
14	1949	8,2	7,86	7,19	45	64	47,5	11,7	9,2	12,6	16,3	15,4	9,89
15	1950	7,96	8,16	7,92	75,3	150	66,5	33,1	70,3	35	22	22,8	14,3
16	1951	13,3	9,72	8,66	43,4	210	77,9	23,8	15,3	11,6	13,1	13,7	10,9
17	1952	9,69	9,51	9,58	54,8	168	71	39,5	54,9	64,7	44,7	43,6	22,4
18	1953	15,90	12,19	11,62	77,43	289,52	176,19	48,86	72,95	47,71	59,05	15,33	19,71
19	1954	16,6	15,00	13,8	181	272	124	42,1	20,4	17,8	20,5	16,4	11,9
20	1955	10,7	10,7	10,5	43,1	46,7	49,8	55,5	24,5	18,8	26,2	18,5	12
21	1956	9,74	9,58	9,48	68	107	53,4	17,1	14,3	14,1	14	21,2	15,00
22	1957	9,83	9,03	9,28	71,2	194	77,5	42,2	24,9	28,4	26,4	19,2	14,2
23	1958	11,9	10,6	10	77,3	178	67,3	14,6	11,5	11,8	13,4	11	9,04
24	1959	8,75	8,5	8,49	38,2	155	155	29,1	13,5	10,9	10,9	10,7	8,94
25	1960	20,08	21,36	20,89	43,6	42,6	44,3	27,09	26,04	31,5	30,1	30,3	20,76
26	1961	13,96	12,02	12,72	50	48,2	44,8	18,26	14,36	18,08	21,2	16,48	13,32
27	1962	5,53	5,63	6,08	50,8	138	56,2	14,1	13,1	17,4	19	28,3	12,1
28	1963	8,99	8,6	8,85	168	212	66,6	71,6	47,3	59,1	52,2	109	29,1
29	1964	10,69	10,69	8,47	72,22	265,28	225,00	47,92	23,19	18,82	15,97	19,93	11,60
30	1965	10,3	10,1	10,2	70,4	107	63,1	78,1	44,3	29,3	40,8	29,3	19,2
31	1966	15,00	11,4	11,1	109	245	74,8	38	30	17,8	21,6	21,6	13
32	1967	9,72	8,39	9,14	76,3	146	79	29,3	14,3	13,8	15,00	11	9,16
33	1968	8,98	9,22	9,05	59,6	218	298	52,4	19,5	17,8	16,8	10,8	8,96
34	1969	8,85	9,03	9,26	50,3	80,8	45,1	21,6	29	13,4	13,9	15,7	10,3
35	1970	6,62	9,217	10,296	71,11	73,6	52,24	15,21	14,56	15,08	17,42	13,78	10,92
36	1971	7,91	7,2	7,26	65,7	85,1	42,6	15,3	12	12,5	14,2	15,3	11,4
37	1972	9,55	8,05	8,17	62	134	104	97,7	43,7	17,1	21,8	42,8	35,2
38	1973	24,8	14,6	11,7	58,8	225	79,3	33,2	48	29,5	24,9	30,4	20,7
39	1974	14,1	11,6	9,77	63,9	139	62	19,8	14,8	11,3	12,7	13,8	13,3

Окончание таблицы 2.3

№п/п	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
40	1975	13,59	12,93	13,35	50,75	50,4	43,85	10,815	11,115	13,14	17,1	30,15	22,35
41	1976	12,1	9,58	10,5	57,8	173	103	20	11,8	14,9	26,6	34	27,4
42	1977	20,7	11,8	9,67	81,1	192	127	42	40,6	31,2	39,4	49,6	11,9
43	1978	5,51	5,25	5,85	74,00	227,33	257,33	106,67	60,27	54,27	34,53	26,27	14,93
44	1979	16,75	16,58	12,75	79,92	230,0	203,33	51,75	30,67	38,00	47,42	38,08	20,00
45	1980	19,4	18,5	14,5	62,2	233	210	62,4	23,4	21,5	65,4	55,6	25,4
46	1981	21,2	17,4	15,2	147	315	145	31,7	16,9	14,4	14	11,3	9,33
47	1982	14,2	16	17,1	55,1	50,2	97,1	24,3	14,2	13,7	14,6	13,7	13,6
48	1983	14,3	17,1	15,7	58,2	196	81,3	19,1	13,3	11,4	11	12,5	12,6
49	1984	19,2	20,85	17,85	58,2	44,2	44,45	16,65	17,55	18,3	18,3	16,5	16,5
50	1985	11	11,3	11,7	45,3	55,1	50,8	27,9	13,9	34,4	61,5	37,6	15,4
51	1986	14,9	14,9	14	106	248	133	58,6	29,4	32,7	55,9	44,4	14,2
52	1987	12,6	14	13,4	119	284	146	44,8	41,4	27,3	28,3	26,9	17,3
53	1988	14,2	12,5	11,3	113	118	79,4	26,5	13	11,4	12,1	14	12,9
54	1989	11,7	10,6	9,85	57,8	53,9	73,5	47,9	39,2	52	78	48,4	19,5
55	1990	15,2	14,8	13,4	167	211	52,7	29	25	27,2	27,6	34,5	16
56	1991	12,7	10,5	11,1	63	188	154	35,1	14,3	12,1	19,7	27,2	14,1
57	1992	11,6	9,44	8,7	89	297	127	39,5	22,9	16,1	18,9	22,7	15,5
Q _{ср}							42,3						

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

Гидрологический ряд наблюдений приточности реки Урух в створе Урухской ГЭС за период 1936-1992 гг. представлен в таблице 2.3.

Год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. К периоду половодья относятся IV-VI месяцы; к периоду межени относятся IX, X, XI, XII, I, II, III, V, VII, VIII месяцы. Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

№п/п	р, %	Q _{ср}	Годы	Q межень	Годы	Q ср пол	Годы
1	2	73	1978	44	1963	215	1941
2	3	71	1941	35	1989	202	1981
3	5	71	1953	35	1978	192	1954
4	7	70	1963	34	1980	192	1968
5	9	68	1980	34	1953	188	1964

Продолжение таблицы 2.4

№п/п	р, %	Qcp	Годы	Q межень	Годы	Q ср пол	Годы
6	10	67	1954	33	1952	186	1978
7	12	65	1979	32	1972	183	1987
8	14	65	1987	31	1986	181	1953
9	16	64	1986	30	1938	171	1979
10	17	63	1981	30	1979	171	1992
11	19	61	1964	30	1965	168	1980
12	21	61	1968	29	1977	162	1986
13	22	57	1992	26	1942	149	1963
14	24	55	1977	26	1973	144	1990
15	26	54	1938	25	1960	143	1966
16	28	54	1966	25	1987	137	1943
17	29	53	1990	25	1985	135	1991
18	31	50	1973	25	1950	133	1977
19	33	50	1943	23	1990	126	1938
20	34	49	1952	22	1941	121	1973
21	36	49	1972	21	1947	116	1959
22	38	47	1991	21	1955	114	1957
23	40	44	1957	21	1943	113	1939
24	41	43	1950	21	1966	112	1983
25	43	43	1965	20	1957	111	1976
26	45	42	1989	20	1954	110	1951
27	47	42	1976	19	1964	108	1958
28	48	40	1942	19	1976	103	1988
29	50	39	1983	18	1992	100	1967
30	52	38	1959	18	1984	100	1972
31	53	38	1951	17	1991	98	1952
32	55	37	1967	17	1968	97	1950
33	57	37	1939	17	1981	96	1936
34	59	37	1988	16	1975	88	1974
35	60	36	1958	16	1982	82	1962
36	62	32	1974	16	1961	80	1965
37	64	31	1936	15	1944	79	1942
38	66	31	1985	15	1937	76	1956
39	67	31	1956	15	1969	71	1944
40	69	31	1962	14	1988	68	1940
41	71	30	1960	14	1983	67	1982
42	72	29	1944	14	1956	66	1970
43	74	29	1982	13	1962	65	1948
44	76	28	1947	13	1974	64	1971
45	78	28	1970	13	1951	62	1946
46	79	27	1955	13	1945	62	1989
47	81	26	1984	13	1967	59	1969
48	83	26	1969	13	1970	58	1945
49	84	25	1971	12	1959	52	1949
50	86	24	1945	12	1939	50	1985
51	88	24	1975	12	1958	49	1947
52	90	24	1961	11	1971	49	1984

Окончание таблицы 2.4

№п/п	р, %	Q _{ср}	Годы	Q межень	Годы	Q ср пол	Годы
53	91	23	1948	11	1949	48	1975
54	93	22	1940	10	1936	48	1961
55	95	22	1946	9	1948	47	1955
56	97	21	1937	8	1946	44	1960
57	98	21	1949	7	1940	41	1937

Для обеспеченности 90% соответствует 1961/1948 г. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. Результаты приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Коэффициенты приведения по межени и половодью

Годы	Коэффициенты приведения	
1961	К _м	0,72
	К _п	1,0
1948	К _м	1,2
	К _п	0,75

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1948 г.

В таблице 2.6 расчетные средневодный и маловодный годы. Гидрограф представлен на рисунке 2.3.

Таблица 2.6 – Средневодный и маловодный годы

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср}
Q _{50%} , м ³ /с	19	21	22	25	52	176	73	20	18	16	13	12	39
Q _{90%} , м ³ /с	6	7	9	11	42	100	49	14	12	9	7	6	23

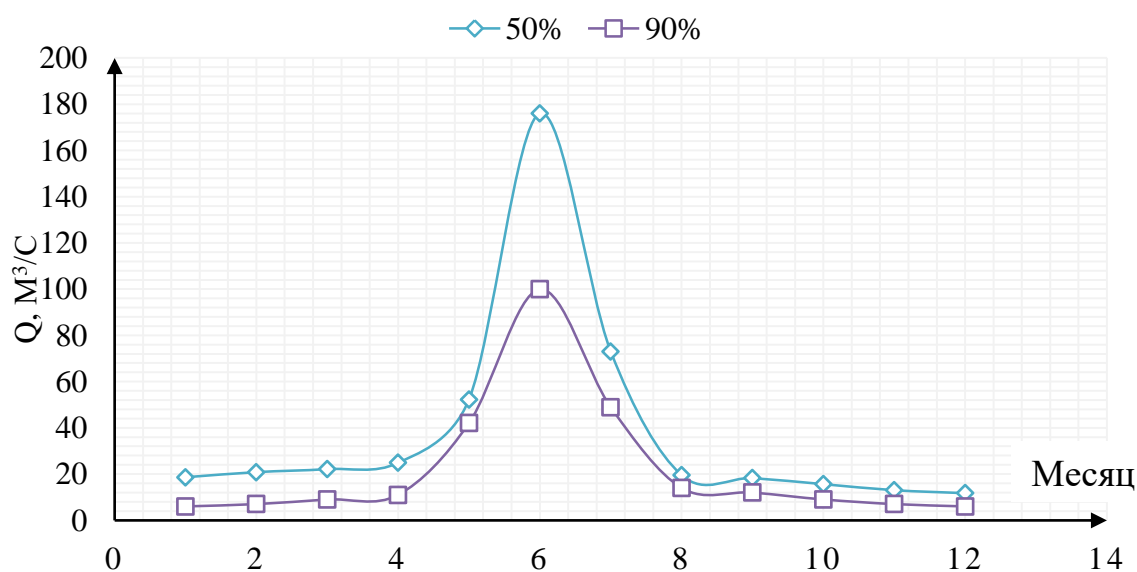


Рисунок 2.3 – Гидрографы маловодного и средневодного года

2.3 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Ориентировочная мощность проектированной ГЭС 32,96 МВт. Створ располагается в ОДУ Юга. На сайте системного оператора находим план генерации для ОДУ Юга. Выбираем дату 25.12.19 и копируем таблицу в Excel и приступим к построению зимнего суточного графика нагрузки энергосистемы.

Нагрузки в любой час суток зимы и лета вычисляются по формулам:

$$P_t^3 = P_c^{max} (a_t^3 * \beta_{сут.}^3 + b_t^3) \quad (2.1)$$

$$P_t^L = P_c^{max} * a_L (a_t^L * \beta_{сут.}^L + b_t^L) \quad (2.2)$$

где, a_t^3 , b_t^3 , a_t^L , b_t^L - коэффициенты нагрузки типовых суточных графиков, зависящие от района расположения энергосистемы.

На основе полученных данных составляем таблицу 4.1 для построения графиков:

Таблица 2.6 – Данные для построения зимних и летних суточных графиков нагрузки

Местное время	Мощность потребления ОДУ зима (МВт)	Мощность потребления РДУ зима (МВт)	Мощность потребления ОДУ лето (МВт)	Мощность потребления РДУ лето (МВт)
1	11103	2079	10203	1910
2	10811	2025	9745	1824
3	10656	1996	9513	1781
4	10647	1994	9321	1745
5	10802	2023	9212	1725
6	11459	2146	9764	1828
7	12527	2346	10627	1990
8	13142	2461	11683	2187
9	13663	2559	12845	2405
10	13831	2590	13486	2525
11	13559	2539	13790	2582
12	13486	2525	13980	2617
13	13354	2501	14227	2664
14	13226	2477	14467	2709
15	13321	2495	14352	2687
16	13465	2522	14305	2678
17	14038	2629	14054	2631

Окончание таблицы 2.6

Местное время	Мощность потребления ОДУ зима (МВт)	Мощность потребления РДУ зима (МВт)	Мощность потребления ОДУ лето (МВт)	Мощность потребления РДУ лето (МВт)
18	14367	2690	13777	2579
19	14218	2663	13302	2491
20	13900	2603	13262	2483
21	13632	2553	13865	2596
22	13132	2459	13343	2498
23	12297	2303	12042	2255
24	11575	2168	10929	2046

По данным таблицы строим зимний, представленный на рисунке 2.4 и летний суточный график нагрузки, рисунок 2.5.

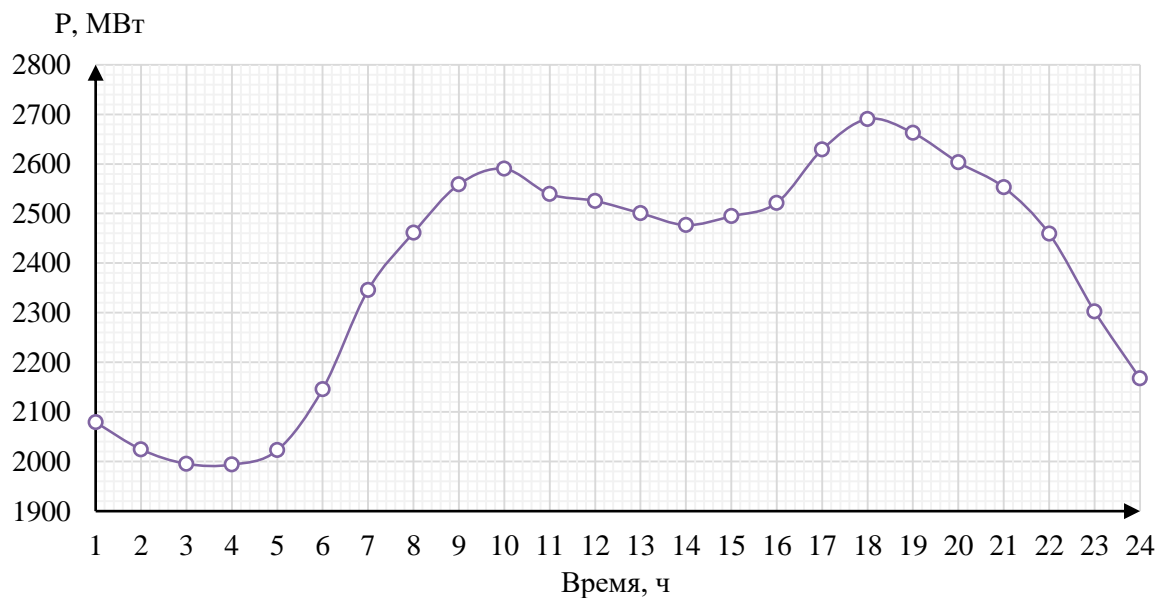


Рисунок 2.4 – Зимний суточный график нагрузки энергосистемы РДУ

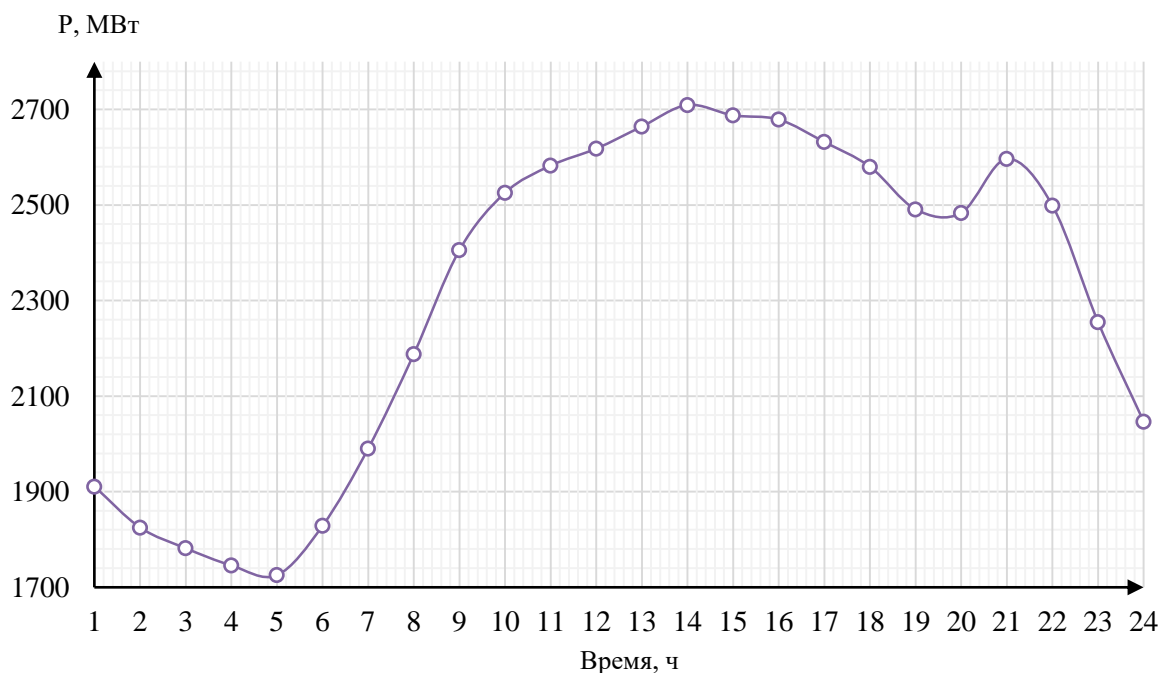


Рисунок 2.5 – Летний суточный график нагрузки энергосистемы РДУ

2.4 Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Данные для построения годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы, изображенный на рисунке 2.6, представлены в таблице 2.7.

Максимальная нагрузка:

$$P_t^{\max} = a + b \cdot \cos \alpha, \quad (2.3)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

a, b – коэффициенты, определяемые по формулам 2.4 и 2.5 соответственно.

$$a = \frac{P_{\text{зима}}^{\max} + P_{\text{лето}}^{\max}}{2}; \quad (2.4)$$

$$b = \frac{P_{\text{зима}}^{\max} - P_{\text{лето}}^{\max}}{2}; \quad (2.5)$$

$$\alpha = \frac{|30^\circ \cdot t - 15^\circ| \cdot 3,14}{180^\circ}. \quad (2.6)$$

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

t	α	$\cos\alpha$	P _{tmax} , МВт	P _{t ср} , МВт
1	0,2617	0,9660	2690	2388
2	0,7850	0,7074	2656	2354
3	1,3083	0,2595	2608	2322
4	1,8317	-0,2579	2564	2292
5	2,3550	-0,7063	2516	2264
6	2,8783	-0,9655	2476	2238
7	3,4017	-0,9664	2476	2238
8	3,9250	-0,7085	2516	2264
9	4,4483	-0,2610	2564	2292
10	4,9717	0,2564	2608	2322
11	5,4950	0,7051	2656	2365
12	6,0183	0,9651	2690	2388

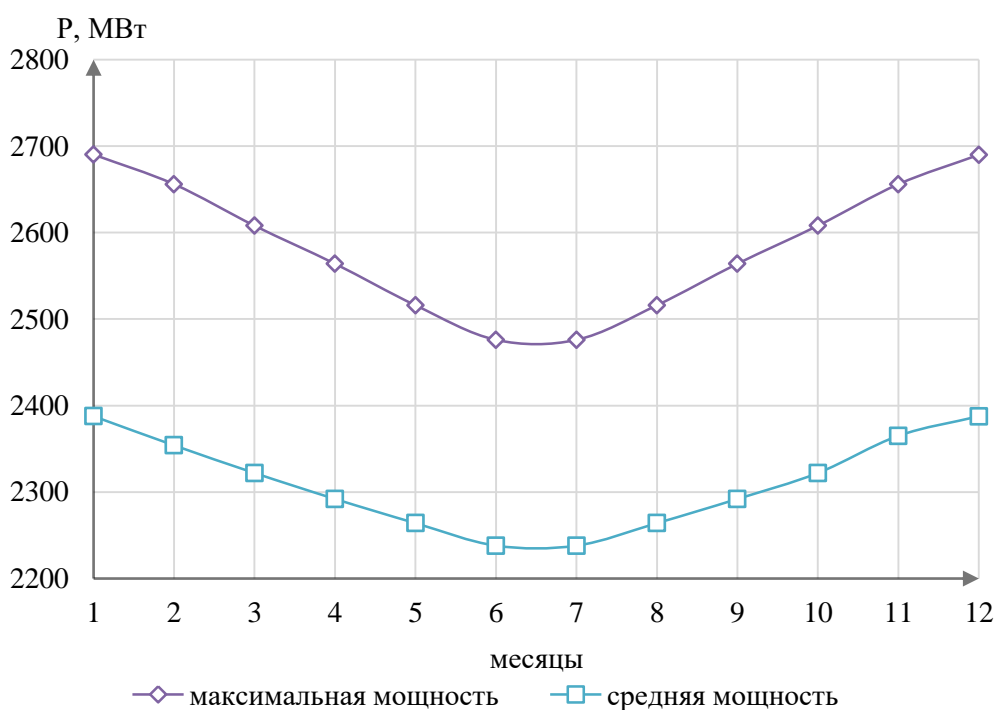


Рисунок 2.6 – График максимальных и среднемесячных мощностей

2.5 Расчеты среднесуточной выработки и мощности для существующих ГЭС

В Кабардино – Балкарской республике находится Миатлинская ГЭС. Ее установленная мощность $N_{уст} = 220$ МВт, а среднегодовая выработка $\mathcal{E}_{ср.год} = 690$ млн кВт · час.

Так как мы проектируем нашу станцию на местную нагрузку, то только часть мощности, существующей ГЭС будет работать на выбранный график нагрузки. Возьмем часть от мощности и выработки $N_{уст} = 110$ МВт и $\mathcal{E}_{ср.год} = 345$ млн кВт · час.

Рассчитываем среднесуточную выработку:

$$\mathcal{E}_{ср.сут} = \frac{\mathcal{E}_{ср.год}}{365} \quad (2.7)$$

И умножаем ее для января и декабря - на 1,2; для февраля и ноября - на 1,15; для марта, октября – 1,05; апрель и сентябрь - на 0,95; май и август на 0,85; июнь и июль - на 0,8.

Рассчитываем среднесуточную мощность:

$$N_{ср.сут} = \left(\frac{\mathcal{E}_{ср.сут}}{24} \right) \cdot 1000 \quad (2.8)$$

Все вычисления сводим в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Среднесуточные выработки и мощности для существующих ГЭС

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Нуст, МВт	1,1	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0	1,1	1,1
Эср.год, млн.кВт*ч	47,3	45,3	41,4	37,4	33,5	31,5	31,5	33,5	37,4	41,4	45,3	47,3

2.6 Определение типа регулирования

Для определения предварительного типа регулирования станции определим коэффициент зарегулированности стока β .

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}}, \quad (2.9)$$

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

Для вычисления полезного объёма водохранилища, необходимо задаться приблизительным значением уровня мёртвого объёма (УМО) водохранилища. На начальном этапе считаем, что УМО соответствует снижению 1/3Н.

Полезный объём водохранилища находится следующим образом:

$$V_{\text{полезн}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 0,00485 \text{ км}^3, \quad (2.10)$$

где $V_{\text{НПУ}}$ – объем водохранилища при отметке НПУ;
 $V_{\text{УМО}}$ – объем водохранилища при отметке УМО.

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}} = \frac{V_{\text{полезный}}}{Q_{\text{ср.мнгл.}} \cdot t_{\text{сек.год}}} = 0,004 \quad (2.11)$$

$$\beta = 0,004$$

Так как $\beta = 0,004 < \beta = 0,02$, то регулирование оказывается суточным.

2.7 Построение интегральных кривых нагрузки

Для построения возьмём данные по мощностям из существующих суточных графиков для января (зима) и июня (лето) и с помощью коэффициентов приведения построим суточные графики для каждого месяца.

Для построения ИКН необходимо ранжировать эти мощности в убывающем порядке. Затем вычислить приращение мощности и приращение выработки.

Далее находятся координаты по мощности и выработке для построения ИКН.

Произведем расчет для января.

Данные для построения сведем в таблицу 2.9

Таблица 2.9 – Данные для построения ИКН января

Время	Р, МВт	Рпотреб.ранж, МВт	ΔР, МВт	ΔЭ, млн кВт*ч	Рк-та, МВт	Эк-та, млн кВт*ч
1	2079	2690	28	0,028	28	0,028
2	2025	2663	34	0,067	62	0,095
3	1996	2629	26	0,078	87	0,173
4	1994	2603	13	0,052	100	0,225
5	2023	2590	31	0,157	132	0,382
6	2146	2559	6	0,035	138	0,417
7	2346	2553	14	0,096	151	0,512
8	2461	2539	14	0,109	165	0,622
9	2559	2525	4	0,035	169	0,657
10	2590	2522	21	0,208	190	0,865
11	2539	2501	6	0,068	196	0,933
12	2525	2495	18	0,213	214	1,146
13	2501	2477	16	0,204	229	1,351
14	2477	2461	2	0,026	231	1,377

Окончание таблицы 2.9

Время	Р, МВт	Рпотреб.ранж, МВт	ΔР, МВт	ΔЭ, млн кВт*ч	Рк-та, МВт	Эк-та, млн кВт*ч
15	2495	2459	113	1,699	345	3,077
16	2522	2346	43	0,689	388	3,766
17	2629	2303	135	2,299	523	6,064
18	2690	2168	22	0,391	545	6,455
19	2663	2146	67	1,267	611	7,722
20	2603	2079	55	1,094	666	8,816
21	2553	2025	2	0,035	668	8,851
22	2459	2023	27	0,601	695	9,452
23	2303	1996	2	0,039	697	9,491
24	2168	1994	1994	47,852	2690	57,343

Далее необходимо произвести расчет мощностей и выработок станций, которые будут работать на данный график.

Мощности и выработки для всех месяцев были рассчитаны в пункте 5. По данным таблицы 2.8 строим треугольник существующих ГЭС и вписываем его на ИКН.

Далее рассчитываем проектируемую станцию
Рабочая мощность равна:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{база}} + N_{\text{пик}} \quad (2.12)$$

Из необходимости обеспечения санитарного попуска вытекает расчёт части базовой мощности, производимый по формуле:

$$N_{\text{баз.}} = K \cdot Q_{\text{с.п}} \cdot H = 8,5 \cdot 3,5 \cdot 73,32 = 2 \text{ МВт}, \quad (2.13)$$

где $Q_{\text{с.п}}$ – расход санитарного попуска, равный $3,5 \text{ м}^3/\text{с}$;

H – напор в данном месяце;

k_N – коэффициент мощности.

Соответствующая базовой мощности, суточная выработка рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{база}} = \frac{N_{\text{база}} \cdot 24}{1000} = \frac{2 \cdot 24}{1000} = 0,05 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.14)$$

Полученный треугольник размещается в базовой части графика нагрузки. Горизонтальный катет соответствует суточной базовой выработке, проектируемой ГЭС, вертикальный – базовой мощности.

Далее определяем гарантированную мощность

$$N_{\text{гарант}} = K \cdot Q_{50\%} \cdot H = 8,5 \cdot 14 \cdot 72,80 = 9 \text{ МВт}, \quad (2.15)$$

А также соответствующую ей выработку:

$$\mathcal{E}_{\text{гарант}} = \frac{N_{\text{гарант}} \cdot 24}{1000} = \frac{9 \cdot 24}{1000} = 0,21 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.16)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{гарант}} - \mathcal{E}_{\text{база}} = 0,21 - 0,05 = 0,16 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.17)$$

Все расчеты сводим в таблицу А1, в приложении А. И получаем первые варианты рабочей мощности проектируемой ГЭС. Для уточнения данного параметра далее произведем водно – энергетические расчеты

2.8 Водно – энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году

Целью водно–энергетических расчетов (далее ВЭР) режима работы ГЭС в средневодном году является:

- определение рабочей (гарантированной) мощности проектируемой ГЭС;
- максимальный уровень сработки водохранилища – уровень мертвого объема (УМО);
- полезный объем водохранилища.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $V_{\text{НПУ}} = 550 \text{ м}$.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей. Расчёты ведутся в табличной форме, основные формулы представлены ниже.

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

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

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

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

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

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

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

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

Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{сан.п-к}},$$

$$Z_{\text{начВВ}} = Z_{\text{конВВ}},$$

$$N_{\text{ГЭС}} = N_{\text{Гар}}.$$

По результатам расчета построим график сработки - наполнения водохранилища (рисунок 2.7) и суточный график нагрузки, совмещенный с ИКН с обозначением зоны работы проектируемой и существующей ГЭС в энергосистеме. В результате расчета за январь определили:

- $N_{\text{раб}} = 72$ МВт;
- УМО = 540,00 м;
- $\mathcal{E}_{\text{сут}} = 0,16$ млн кВт·ч.

По результатам водно-энергетических расчетов получим таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Итоговые данные по мощностям

Мес	$N_{\text{сущ}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{сущ}}$	сан пуск	Эбаз	$N_{\text{гар}}$	Эгар	$N_{\text{пик}}$	Эпик	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{дубл}}$
1	110	1,10	3,5	0,05	9	0,2124	70	0,16	72	
2	110	1,10	3,5	0,05	11	0,2535	63	0,20	65	
3	110	1,00	3,5	0,05	10	0,233	60	0,18	62	
4	110	0,90	3,5	0,05	35	0,8458	35	0,79	37	
5	110	0,80	3,5	0,05	115	2,764	65	2,71	67	35
6	110	0,80	3,5	0,05	49	1,1721	49	1,12	51	
7	110	0,80	3,5	0,05	12	0,2828	55	0,23	57	
8	110	0,80	3,5	0,05	8	0,1977	63	0,15	65	
9	110	0,90	3,5	0,05	7	0,1696	47	0,12	49	
10	110	1,00	3,5	0,05	7	0,1637	50	0,11	52	
11	110	1,10	3,5	0,05	8	0,1859	68	0,13	70	
12	110	1,10	3,5	0,05	8	0,1873	69	0,13	71	

В приложении А, рисунок А1 представлена таблица сработки-наполнения водохранилища в январе с окончательным вариантом гарантированной мощности; на рисунке А2 представлена таблица сработки-наполнения в июне; На риунках А3 и А4 изображены суточные графики нагрузки января и июня соответственно.

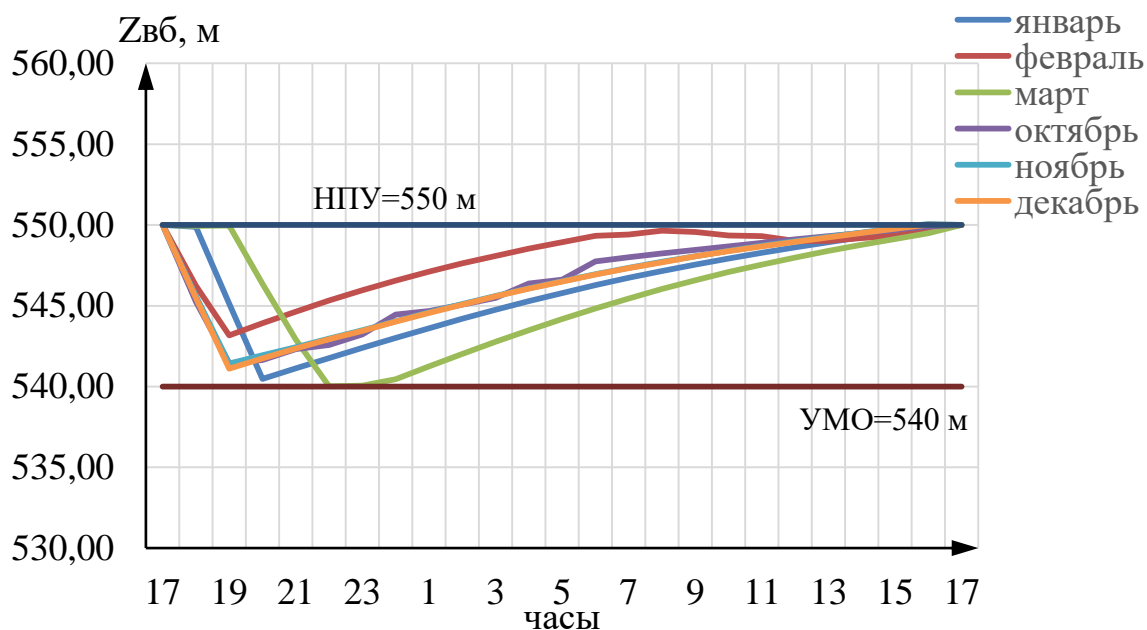


Рисунок 2.7 – График сработки – наполнения водохранилища за типичные сутки всех месяцев

Проведя водно-энергетический расчет режима ГЭС в средневодный год получили отметку $\nabla_{УМО} = 540$ м.

2.9 Определение среднемноголетней выработки

Результаты определения среднемноголетней выработки представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Определение среднемноголетней выработки

Месяц	Выработка за месяц, млн кВт·ч	Среднемноголетняя выработка, млн кВт·ч
Январь	5,04	151,2
Февраль	4,55	
Март	5,63	
Апрель	25,32	
Май	46,75	
Июнь	35,27	
Июль	5,03	
Август	4,94	
Сентябрь	4,57	
Октябрь	4,38	
Ноябрь	4,85	
Декабрь	4,87	

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

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

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС} + N_{дубл.}^{ГЭС}. \quad (2.26)$$

При составлении баланса мощностей учитываем следующее: аварийный резерв составляет 10 % от максимальной мощности энергосистемы. Нагрузочный резерв – 3 % от максимальной мощности энергосистемы.

Для объявления дублирующей мощности, нужно провести технико-экономический расчет на ее необходимость.

Вычислим выработку установленной дублирующей мощности в сутки.

$$\mathcal{E}_{сут} = \frac{N_{дубл.}^{ГЭС} \cdot 1000 \cdot 24}{10^6} = \frac{35 \cdot 1000 \cdot 24}{10^6} = 0,84 \text{ млн. кВт} \cdot \text{час}. \quad (2.27)$$

Вычислим приближенную стоимость одного гидроагрегата, что позволит найти срок окупаемости дублирующей мощности и оценить целесообразность ее установки.

$$C = N_{дубл.}^{ГЭС} \cdot t, \quad (2.28)$$

где t – количество месяцев использования дублирующей мощности.

$$C = 35 \cdot 1 = 175 \text{ млн. руб.}$$

Теперь можем определить выработку, которую будет выдавать этот гидроагрегат за пять месяцев:

$$\mathcal{E} = \frac{N_{дубл.}^{ГЭС} \cdot 1000 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 5}{10^6} = \frac{35 \cdot 1000 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 1}{10^6} = 126 \text{ млн. кВт} \cdot \text{час}. \quad (2.29)$$

Стоимость одного киловатта электроэнергии в Республике Бурятия по одноставочному тарифу составляет 3,75 руб. Зная выработку за пять месяцев, работая одним агрегатом, определим сколько выручим прибыли за один год.

$$П = \mathcal{E} \cdot Ц = 126 \cdot 3,75 = 472,50 \text{ млн. руб.}, \quad (2.30)$$

где $П$ – прибыль от продажи электроэнергии, млн. руб;
 \mathcal{E} – выработка за три месяца одним гидроагрегатом, млн. кВт·ч;
 $Ц$ – цена электроэнергии, руб/кВт·ч.

Срок окупаемости установки дублирующей мощности определим по формуле (2.31):

$$t = \frac{n \cdot C}{\Pi} = \frac{1 \cdot 205}{472,50} = 0,4 \quad (2.31)$$

где t – срок окупаемости, лет ;

n – число гидроагрегатов.

Так как выбранная дублирующая мощности окупается довольно быстро, делаем вывод о целесообразности установки дублирующей мощности в размере:

$$N_{\text{дубл.}}^{\text{ГЭС}} = 35 \text{ МВт.}$$

Нагрузочный резерв необходимый энергосистеме в целом для января:

$$P_{\text{нагр.ЭС}} = P_{\text{maxЭС}} \cdot 0,03. \quad (2.32)$$

$$P_{\text{нагр.ЭС}} = 762 \cdot 0,03 = 23 \text{ МВт.}$$

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

$$P_{\text{нагр.проект.ГЭС}} = 30 \text{ МВт;}$$

$$P_{\text{нагр.сущ.ГЭС}} = 24 \text{ МВт.}$$

Аварийный резерв для января:

$$P_{\text{авар.ЭС}} = P_{\text{maxЭС}} \cdot 0,1, \quad (2.33)$$

$$P_{\text{авар.ЭС}} = 2690 \cdot 0,1 = 269 \text{ МВт.}$$

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

Для определения величины ремонтного резерва необходимо определить ремонтную площадь существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС соответственно:

$$F_{\text{рем.сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.сущ.ГЭС}}^I}{6}. \quad (2.34)$$

$$F_{\text{рем.сущ.ГЭС}} = \frac{110}{6} = 18 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}},$$

$$F_{\text{рем.проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.проект.ГЭС}}^I}{6}. \quad (2.35)$$

$$F_{\text{рем.проект.ГЭС}} = \frac{65}{6} = 11 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}},$$

$$F_{\text{рем.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.ТЭС}}^I}{6}. \quad (2.36)$$

$$F_{\text{рем.ТЭС}} = \frac{269}{6} = 22 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}.$$

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

После расчёта резервов и дублирующей мощности необходимо определить установленную мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 24 + 72 + 35 = 131 \text{ МВт}.$$

2.11 Баланс мощностей

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

Расчёт и распределение резервов посчитаны в пункте 2.10 и сведены в таблицу 2.12, баланс мощностей изображен на рисунке 2.9.

Таблица 2.12– Расчёт и распределение резервов

месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт				Существующие ТЭС, МВт			
	Ртах	Равар	Рнагр	Нраб	Ннагр	Нрем	Нраб	Ннагр	Нрем	Ндубл	Нраб	Ннагр	Навар	Нрем
1	2690	269	81	110	24	0	72	31	0	0	2508	0	269	0
2	2682	268	80	110	24	0	65	31	0	0	2507	0	268	0
3	2669	267	80	110	24	0	62	30	0	0	2497	0	267	0
4	2655	266	80	110	24	0	37	30	0	0	2508	0	266	0
5	2642	264	79	110	24	0	67	30	0	35	2430	0	264	0
6	2630	263	79	110	24	0	51	30	0	0	2469	0	263	22
7	2630	263	79	110	24	0	57	30	0	0	2463	0	263	22
8	2642	264	79	110	24	0	65	30	0	0	2467	0	264	0
9	2655	266	80	110	24	18	49	30	11	0	2496	0	266	0
10	2669	267	80	110	24	0	52	30	0	0	2507	0	267	0
11	2682	268	80	110	24	0	70	31	0	0	2502	0	268	0
12	2690	269	81	110	24	0	71	31	0	0	2509	0	269	0

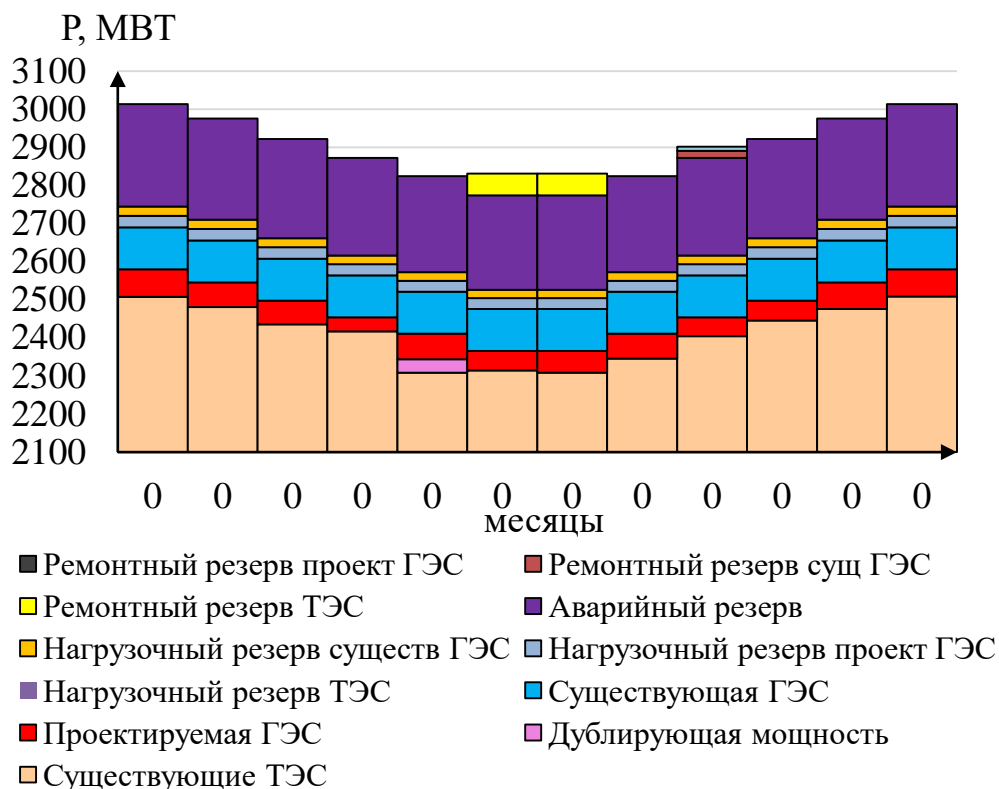


Рисунок 2.8 – Баланс мощности

2.12 Баланс энергии

Баланс энергии строится по графику средних мощностей энергосистемы. Для построения баланса энергии необходимо рассчитать среднесуточную мощность проектированной ГЭС для каждого месяца. Среднесуточные значения мощности, проектируемой ГЭС, берутся из сработки для каждого месяца и вычисляются, как среднее значение мощности ГЭС за сутки. Данные для построения баланса энергии представлены в таблице 2.13. График баланса энергии продемонстрирован на рисунке 2.9.

Таблица 2.13 – Данные для построения баланса энергии

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Р _{ср}	2388	2354	2322	2292	2264	2238	2238	2264	2292	2322	2354	2388
Н _{суц.гэс}	47	45	41	37	33	32	32	33	37	41	45	47
Н _{быт}	4	4	6	7	0	0	0	9	7	6	4	4
Н _{вхк}	6	5	4	2	9	9	9	1	2	4	5	6
Н _{быт}	0	0	0	0	16	50	20	0	0	0	0	0
Н _{вхк}	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Энергосистема	2328	2295	2266	2239	2196	2138	2168	2213	2238	2266	2295	2328

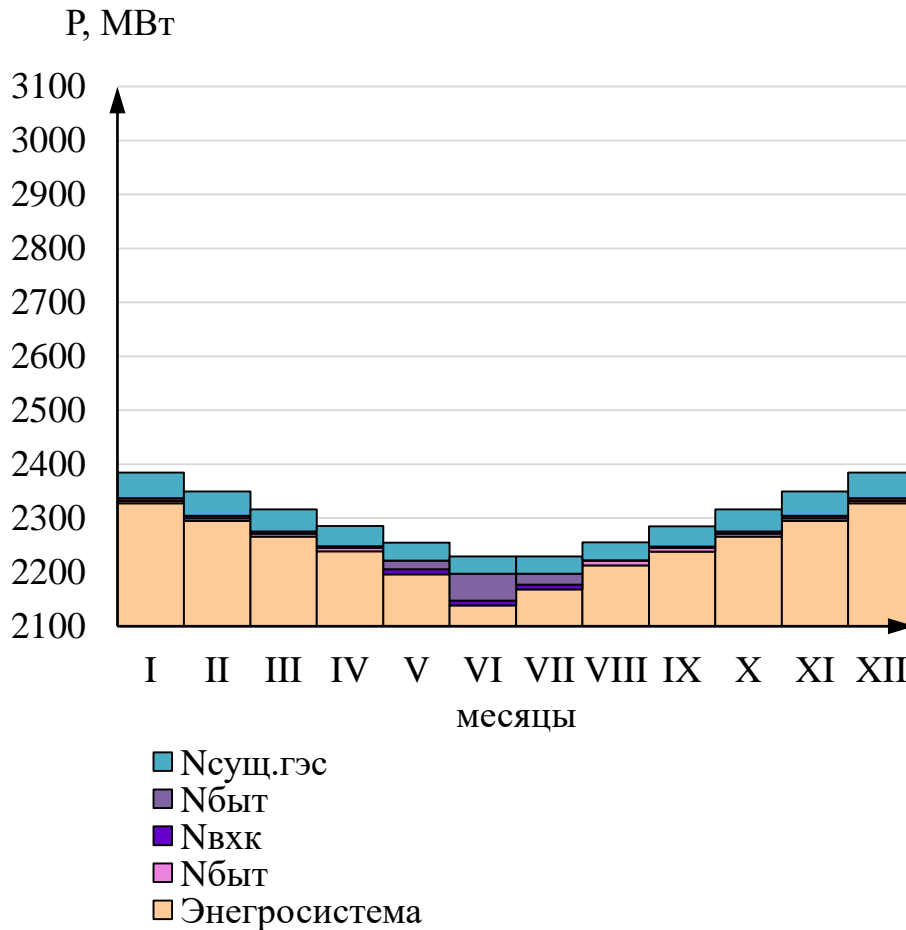


Рисунок 2.9 – Баланс энергии

2.13 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимой работы, проектируемой ГЭС, для этого построим режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняем по следующему уравнению:

$$N_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{ВБ}(V_{сраб}) - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (2.37)$$

где $z_{ВБ}(V_{сраб})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки от НПУ до УМО;

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

Δh – потери напора в подводящих сооружениях.

Определены ограничения работы турбин:

Ограничение по расчетной установленной мощности, определяем по следующему уравнению:

$$N_{уст}^P = k_N \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{ГЭС}. \quad (2.38)$$

Ограничение по пропускной способности ГЭС, которую определим по зависимости:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГЭС}}^{\text{max}} \cdot \frac{\sqrt{H_{\text{ГЭС}}}}{\sqrt{H_{\text{р}}^N}}, \quad (2.39)$$

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

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования санитарного попуска ($Q_{\text{ГЭС}}^{\text{min}} = 3,5 \text{ м}^3/\text{с}$).

Результаты расчётов сведены в таблицу 2.14. Режимное поле представлено на рисунке 2.10.

Таблица 2.14 – Результаты расчетов режимного поля

Кривые связи НБ для летних и зимних условий		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной Нуст		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия огр. по Qсан.попуск	
Q _{НБ} , м ³ /с	Z, м	Н _{нпу} , м	Н _{умо} , м	Н _{вб} , м	Н, м	Q, м ³ /с	Н, м	Q, м ³ /с	Н	Q
0	475,00	73,50	63,50	72,01	65,00	237	50	190	40	3,5
20	475,95	72,55	62,55	71,06	66,00	234	53	196	45	3,5
40	476,71	71,79	61,79	70,30	67,00	230	56	201	50	3,5
60	477,31	71,19	61,19	69,70	68,00	227	59	207	55	3,5
80	477,80	70,70	60,70	69,21	69,00	223	62	212	73,3	3,5
100	478,20	70,30	60,30	68,81	70,00	220	65	217		
120	478,52	69,98	59,98	68,49	71,00	217	68	222		
140	478,79	69,71	59,71	68,22	72,00	214	71	227		
180	479,22	69,28	59,28	67,79	73,00	211	74	231		
200	479,41	69,09	59,09	67,60	74,00	208	77	236		
220	479,59	68,91	58,91	67,42	75,00	205	80	241		
300	480,29	68,21	58,21	66,72	76,00	203	83	245		

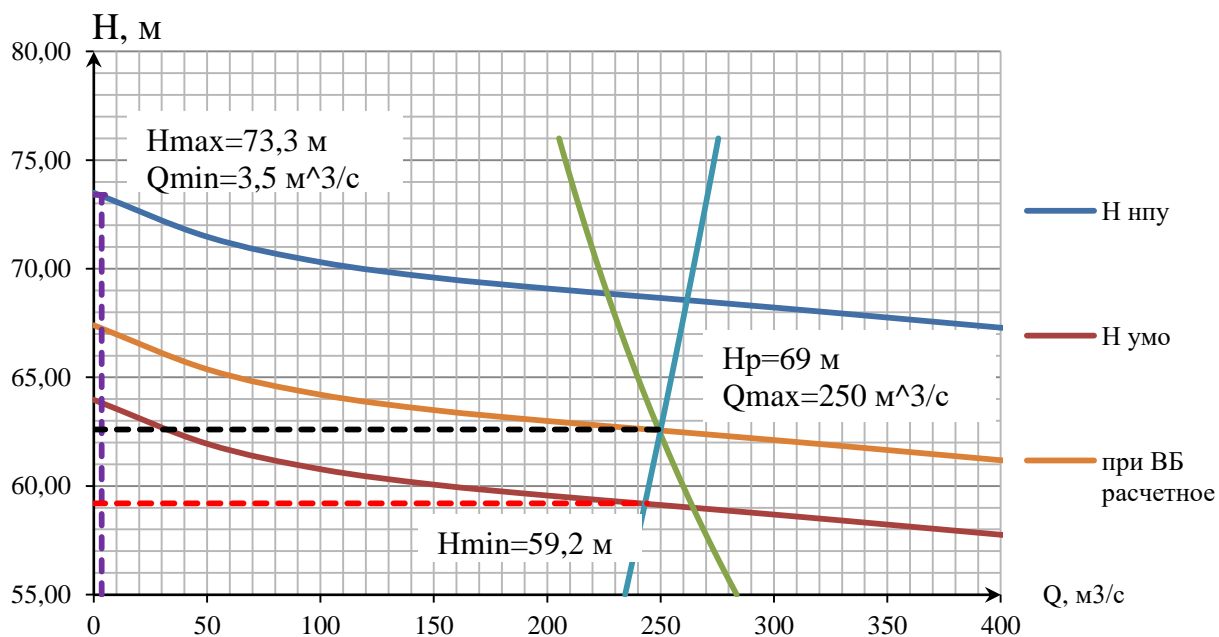


Рисунок 2.10 – Режимное поле

По режимному полю были определены следующие величины:

- Максимальный напор $H_{\max}=73,3 \text{ м}$. Определяется, как точка пересечения линии ограничения по санитарному попуску с напорной характеристикой при НПУ;
- Минимальный напор $H_{\min}=59,2 \text{ м}$. Определяется как точка пересечения напорной характеристики при УМО с линией ограничения по пропускной способности турбины;
- Расчётный напор $H_{\text{расч}}=69 \text{ м}$.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

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

Таким образом, был осуществлен подбор вариантов турбин основываясь на полученном из режимного поля (Рис. 2.10) диапазона напоров. Модельные параметры подходящей гидротурбины представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики модельных гидротурбин

Параметры	PO75a-B
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	75
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,60
$n'_{\text{I опт}}, \text{ об/м}$	83
$Q_{\text{I опт}}, \text{ л/с}$	1020
$\eta_{\text{м опт}}$	0,920
$Q'_{\text{I max}}, \text{ л/с}$	1200
$\sigma(Q'_{\text{I max}})$	0,13
$D_{\text{I м}}, \text{ м}$	0,460
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4
$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	20

Задаваясь рядом стандартных диаметров D_1 рабочих колёс произведён расчёт параметров турбины.

КПД натурной турбины

$$\eta_{\text{т}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м}}) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_{\text{р}}}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_{\text{н}}}{v_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.1)$$

где $\eta_{\text{м}}$ – КПД модельной турбины;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям. Принимается для ПЛ: $\varepsilon = 0,75$;

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

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

$H_{\text{р}}$ – расчётный напор натурной турбины;

ν_n – коэффициент кинематической вязкости воды натурной турбины. В данном случае принимают $\nu_n = 1,5 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$;

$\nu_{\text{мод}}$ – коэффициент кинематической вязкости воды модельной турбины.

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{\text{Iр}} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.2)$$

где $Q'_{\text{Iр}}$ – приведенный расход в расчётной точке;

η_T – КПД натурной турбины;

η_G – КПД генератора. Принимают $\eta_G = 0,97$.

Количество агрегатов

$$Z_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.3)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность гидроузла в кВт;

$N_{\text{агр}}$ – мощность гидроагрегата в расчётной точке;

Необходимо округление числа агрегатов в большую сторону до целого числа ($Z'_{\text{агр}}$), а также уточнение мощности гидроагрегата в расчётной точке ($N'_{\text{агр}}$). С помощью формулы 3.3.1:

$$N'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z'_{\text{агр}}}, \quad (3.3.1)$$

Поправка КПД

$$\Delta_1 = \frac{\eta_T}{\eta_M}, \quad (3.4)$$

где η_T – КПД натурной турбины;

η_M – КПД модельной турбины;

Частота вращения турбины

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

где $n'_{\text{Iр}}$ – приведенная частота вращения модельной гидротурбины расчётной точке;

Δ_1 – поправка на КПД;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины.

Частота вращения турбины округляется до стандартного ряда.

Приведенные частоты вращения

$$n'_{1max} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{min}}}}, \quad (3.6)$$

$$n'_{1\text{расч}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{расч}}}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{1\text{mix}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{max}}}}, \quad (3.8)$$

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_G}, \quad (3.9)$$

где: $N'_{\text{агр}}$ – уточненная мощность гидроагрегата;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

η_G – КПД генератора;

Произведение для построения линии ограничения по генератору

$$Q'_{\text{max}} \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1,5} \cdot \eta_G}, \quad (3.10)$$

где $N'_{\text{агр}}$ – уточненная мощность гидроагрегата;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_{max} – максимальный напор натурной турбины;

η_G – КПД генератора.

Левая часть уравнений 3.9 и 3.10, определена подбором положения точек на линиях $n'_{1\text{расч}}$ и $n'_{1\text{min}}$ соответственно.

Подбор параметров производят до выполнения равенства между левой и правой частью уравнений.

В качестве примера представлен расчёт гидротурбины PO75 - В.

Рассчитанные по формулам 1.1-1.10 параметры для различных диаметров натурной турбины PO75 - В представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбин

Параметры	PO75 - В	
D_1 , м	2,8	3,55
η_T , о.е	0,928	0,930

Окончание таблицы 3.2

Параметры	PO75 - B	
$N_{\text{агр}}$, кВт	40337	64985
$Z'_{\text{агр}}$, шт	3,248	2,016
$Z_{\text{агр}}$, шт	3	3
$N'_{\text{агр}}$, кВт	44000	66000
Δ_1	1,040	1,042
n' , об/мин	239,185	188,864
$n'_{\text{синх}}$, об/мин	250	200
$n'_{1\text{max}}$, об/мин	89,21	90,38
$n'_{1\text{расч}}$, об/мин	86,75	87,89
$n'_{1\text{min}}$, об/мин	80,17	81,23
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,081	1,005
$Q'_{\text{max}} \cdot \eta_T$	0,853	0,793

Данные турбины были отобраны по следующим критериям:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Приемлемое число гидроагрегатов;

Из дальнейшего рассмотрения убраны ГТ: PO75-B с $D_1 = 3,55$ м, т.к. линии расчетного напора находятся ниже точки оптимума.

Зоны работы ГТ обозначены на ГУХ расположены в Приложении Б, на рисунке Б2.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы, находится по формуле 3.11:

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

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

Расчетное значение высоты отсасывания H_S определено наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- Работа минимального числа агрегатов при максимальном напоре H_{max} и номинальной мощности;
- Работа минимального числа при расчетном напоре $H_{\text{расч}}$ и номинальной мощности;

– Работа минимального числа при минимальном напоре H_{min} и соответствующей ему мощности ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - \Delta H_s + \Delta Z_{х.пл}, \quad (3.12)$$

где ΔH_s – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных точек;

H – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{нб}(Q_{нб})$;

$\Delta Z_{х.пл}$ – разность высот отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин. Для ПЛ турбин $\Delta Z_{х.пл} = 0$.

Расход в характерных точках, получают с помощью формулы подобия, подставляя соответствующий расход в расчетной точке:

$$Q = Q'_1 \cdot Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H}, \quad (3.13)$$

где Q'_1 – приведенный расход в расчетной точке;

Z_a – количество гидроагрегатов. Принято $Z_a = 1$;

H – соответствующий напор.

По полиному кривой связи НБ получают отметки уровней нижнего бьефа.

Рассчитаны отметки установки рабочих колес для каждой высоты отсасывания, данные приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Отметки установки рабочего колеса, в зависимости от высоты отсасывания

PO75-B(D1=2,8)			
Параметры	max	расч	min
D	2,8	2,8	2,8
H	73,3	62,6	59,2
Q	66,7	61,7	60,0
Zнб	477,49	477,36	477,31
сигма	0,12115	0,19567	0,1954
Zx	0,5	0,5	0,5
Hs	-0,08	-3,45	-2,77
Zрк	477,41	473,91	474,55

Таким образом, после проведённого анализа выбранных диаметров рабочих колёс, определен наиболее оптимальный вариант – турбина PO75-B.

3.3 Расчет спиральной камеры

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане. Форма сечения спиральной камеры - с плоским потолком и с углом $\gamma = 15^\circ$.

По чертежу проточной части модельной гидротурбины, представленной на рисунке Б3 в приложении Б, были определены основные геометрические размеры гидротурбины:

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{\text{сп}} = 187^\circ 30'$

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,663 \cdot 5,6 = 9,14 \text{ м.} \quad (3.14)$$

По Приложению 4 определены: диаметр расположения входных кромок статора: $D_{\text{нар}} = D_a = 4,38 \text{ м}$; и выходных кромок $D_{\text{вн}} = D_b = 3,72 \text{ м}$.

Радиусы входных и выходных кромок:

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{4,38}{2} = 2,19 \text{ м,} \quad (3.15)$$

$$r_b = \frac{D_b}{2} = \frac{3,72}{2} = 1,86 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 0,98 + 0,0033 \cdot 2,8 = 0,99 \text{ м,} \quad (3.17)$$

где b_0 – высота направляющего аппарата.

$$b_0 = 0,375 D_1 = 0,375 \cdot 2,8 = 1,05 \text{ м.}$$

Допустимая средняя скорость воды во входном сечении равна:
 $v_{\text{вх}} = 7,4 \text{ м/с}$.

Расход через входное сечение спирали:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = 250 \cdot \frac{345}{360} = 239,6 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.18)$$

Площадь входного поперечного сечения и его радиус:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{сп}}} = \frac{239,6}{7,4} = 32,4 \text{ м}^2. \quad (3.19)$$

$$p_{\text{BX}} = \sqrt{\frac{F_{\text{BX}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{32,4}{3,14}} = 3,21 \text{ м},$$

$$a_{\text{BX}} = R_4 + \sqrt{p_{\text{BX}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 2,315 + \sqrt{3,21^2 - \left(\frac{1,15}{2}\right)^2} = 7,19 \text{ м} \quad (3.20)$$

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 1 + 2 \cdot 0,25 = 1,5 \text{ м}, \quad (3.21)$$

$$b_1 = h_0 + 0,02 = 0,98 + 0,02 = 1 \text{ м}. \quad (3.22)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{BX}} = a_{\text{BX}} + p_{\text{BX}} = 7,19 + 3,21 = 10,40 \text{ м}, \quad (3.23)$$

$$\frac{1}{c} \cdot \varphi = a_{\text{BX}} - \sqrt{a_{\text{BX}}^2 - p_{\text{BX}}^2}, \quad (3.24)$$

$$\frac{1}{c} \cdot \varphi = 7,19 - \sqrt{7,19^2 - 3,21^2} = 0,76.$$

$$\varphi = \frac{\varphi_{\text{BX}}}{360}; \quad (3.25)$$

$$\varphi = \frac{345}{360} = 0,958;$$

$$\frac{1}{c} = \frac{0,76}{0,958} = 0,79.$$

Таблица 3.4 – Данные для построения металлической спиральной камеры

φ	-	-	-	-	-	x	x^2	p^2	p	a	R
-	$\frac{\varphi}{360^\circ}$	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
°	°	-	м	м	м ²	м	м ²	м ²	м	м	м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
345	0,958	0,75	3,505	2,942	1,715	2,472	6,112	6,675	2,584	4,787	7,371
330	0,917	0,72	3,352	2,790	1,670	2,394	5,733	6,295	2,509	4,709	7,218
315	0,875	0,69	3,200	2,637	1,624	2,315	5,360	5,922	2,434	4,630	7,064
300	0,833	0,65	3,048	2,485	1,576	2,235	4,994	5,556	2,357	4,550	6,907
285	0,792	0,62	2,895	2,333	1,527	2,153	4,634	5,196	2,280	4,468	6,747

Окончание таблицы 3.4

φ	-	-	-	-	-	x	x^2	p^2	p	a	R
-	$\frac{\varphi}{360^\circ}$	$\frac{\varphi}{C}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
°	°	-	м	м	м ²	м	м ²	м ²	м	м	м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
225	0,625	0,49	2,286	1,723	1,313	1,806	3,263	3,825	1,956	4,121	6,077
210	0,583	0,46	2,133	1,571	1,253	1,714	2,938	3,501	1,871	4,029	5,900
195	0,542	0,42	1,981	1,418	1,191	1,619	2,621	3,183	1,784	3,934	5,718
180	0,500	0,39	1,829	1,266	1,125	1,520	2,311	2,873	1,695	3,835	5,530
165	0,458	0,36	1,676	1,114	1,055	1,417	2,009	2,571	1,604	3,732	5,336
150	0,417	0,32	1,524	0,961	0,980	1,310	1,715	2,277	1,509	3,625	5,134
135	0,375	0,29	1,371	0,809	0,899	1,196	1,429	1,992	1,411	3,511	4,922
120	0,333	0,26	1,219	0,657	0,810	1,074	1,153	1,715	1,310	3,389	4,698
105	0,292	0,23	1,067	0,504	0,710	0,940	0,884	1,447	1,203	3,255	4,458
90	0,250	0,19	0,914	0,352	0,593	0,791	0,625	1,188	1,090	3,106	4,195
75	0,208	0,16	0,762	0,199	0,447	0,611	0,373	0,936	0,967	2,926	3,894
60	0,167	0,13	0,610	0,047	0,217	0,348	0,121	0,684	0,827	2,663	3,490

Последовательно, задаваясь рядом значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^\circ$, рассчитаны все сечения спиральной камеры.

Так как спиральная камера, для дальнейших углов φ принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Поэтому построена плавная зависимость по уже имеющимся координатам R и φ до координаты $(\varphi_0 = 0^\circ; R_0 = \frac{D_b}{2} = \frac{3,72}{2} = 1,86 \text{ м})$. Недостающий участок построен методом прогнозирования, с помощью линии тренда, в программной среде MicrosoftExcel (см. рис. 5.1).

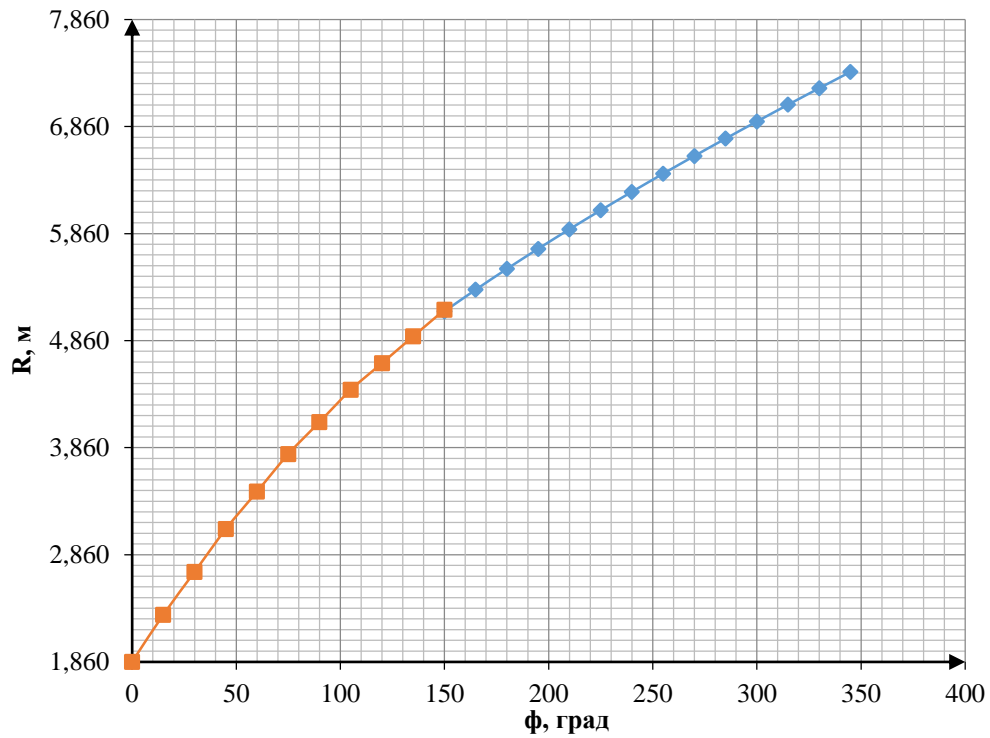


Рис 3.1– График зависимости $\varphi_{cn} = f(r_i)$

С шагом в 15° сняты значения R_B в зависимости от угла φ . Размеры эллиптические сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k}; \quad (3.26)$$

Радиусы эллиптических сечений:

$$p_2 = \frac{R - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos a_k}; \quad (3.27)$$

Все расчёты сведём в таблицу 3.5.

Постоянная спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{C}}; \quad (3.28)$$

Угол потока в спиральной камере (на входе в колонны статора):

$$\delta = \arctg \left(\frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} \right); \quad (3.29)$$

Таблица 3.5 – Данные расчётов спиральной камеры

Для круглого сечения				
№	φ	a	p	R
1	345	5,1	2,6	7,7
2	330	5,0	2,5	7,5
3	315	4,9	2,4	7,4
4	300	4,8	2,4	7,2
5	285	4,8	2,3	7,0
6	270	4,7	2,2	6,9
7	255	4,6	2,1	6,7
8	240	4,5	2,0	6,5
9	225	4,4	2,0	6,3
10	210	4,3	1,9	6,1
11	195	4,2	1,8	5,9
12	180	4,1	1,7	5,7
13	165	3,9	1,6	5,5
Для эллиптического сечения				
№	φ	$\rho 1$	R	$\rho 2$
14	150	1,3	5,1	1,6
15	135		4,9	1,4
16	120		4,7	1,3
17	105		4,4	1,1
18	90		4,1	0,9
19	75		3,8	0,8
20	60		3,5	0,5
21	45		3,1	0,3
	30		2,7	0,1

3.4 Выбор типа серийного генератора

Подбор генератора осуществляется с помощью справочных данных серийных типов по расчетному значению его номинальной активной мощности и синхронной частоты вращения.

Так как по данным значениям не подходит существующий генератор, то он рассчитывается.

$$N_{уст} = z'_a \cdot P_{ном}, \quad (3.26)$$

где z'_a - количество гидроагрегатов станции;

$P_{ном}$ – номинальная мощность гидрогенератора.

$$N_{уст} = 3 \cdot 44 = 131 \text{ МВт.}$$

Данные гидрогенератора приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Данные гидрогенератора

Элемент генератора	Параметры	Зависимость	Значение, м
статор	высота корпуса hст	1,8	3,78
	диаметр активной стали Da	0,83	4,97
верхняя крестовина	высота hв.к.	0,11	0,46
подпятник	высота hп	0,17	0,70
	диаметр кожуха Dп	0,4	1,66
нижняя крестовина	высота hн.к.	0,27	1,0044
	диаметр лучей Dн.к.	Dш+0,4	4,12
надстройка	высота h0	0,3...0,5	0,4
	диаметр D0	0,23	0,95
кратер	диаметр Dкр	1,4	5,80
	минимальная ширина подхода	0,4...0,5	0,45
Исполнение	Подвесное		

Был рассчитан генератор: СВ-497/100-24.

3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины

3.5.1 Расчет вала на прочность

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

Предварительный наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.27)$$

где $[\tau_{доп}] = 30 \div 35$ Мпа. Принято $\tau_{доп} = 33$ Мпа;

$M_{кр}$ – крутящий момент:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N'_{агр}}{n_c} = \frac{0,00974 \cdot 44000}{250} = 1,714 \text{ Мпа} \quad (3.28)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}; \quad D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{1,714}{33} \right)^{0,33},$$

$$D_B^* \geq 0,645 \text{ мм.}$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартизированного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм), $D_B = 650$ мм.

3.5.2 Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. Применяется подшипник на водяной смазке.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left(\frac{N'_{\text{grp}}}{n_c \cdot D_1} \right) = 0,8 \cdot \frac{44000}{250 \cdot 2,8} = 50,286 \text{ кН} \quad (3.29)$$

Диаметр вала под подшипником с учетом облицовки d_n принят 0,665 м (на 15-20 мм больше D_B).

Удельное давление для кольцевого подшипника:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_n \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа} \quad (3.30)$$

где: $h_{\text{п}}$ – высота подшипника Принято 400 мм, при $D_B = 850 \div 1100$ мм.

Допустимое удельное давление

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U, \text{ кПа}, \quad (3.31)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_n}{30}, \text{ м/сек.} \quad (3.32)$$

Расчёты:

$$p_{\text{уд}} = \frac{50,286}{0,665 \cdot 0,4} = 189 \text{ кПа},$$

$$U = 3,14 \cdot 250 \cdot \frac{0,665}{30} = 17,4 \text{ м/сек},$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 17,4 = 504,6 \text{ кПа},$$

Условие $p_{\text{уд}} (189) \leq [p_{\text{уд}}] (504,6)$ соблюдено.

Расчёт сегментного подшипника:

Предварительная высота подшипника $h_n = 400$ мм и число сегментов $Z_{\text{сегм}} = 8$.

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos(2\alpha)}, \text{ кН} \quad (3.33)$$

где $\alpha = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}}$. (3.34)

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_1}{l_{\text{сегм}} \cdot h_n} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа}, \quad (3.35)$$

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

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_n}{Z_{\text{сегм}}}, \text{ м} \quad (3.36)$$

Допускаемое удельное давление

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.37)$$

Расчёт:

$$a = \frac{360^{\circ}}{8} = 45^{\circ}$$

$$R_1 = \frac{50,286}{1+2 \cdot \cos 45^{\circ} + 2 \cdot \cos 90^{\circ}} = 43,56 \text{ кН}$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,85 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,665}{8} = 0,227 \text{ м}$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{50,286}{0,227 \cdot 0,4} = 553,61 \text{ кПа}$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 17,4 = 870,04 \text{ кПа}$$

Условие $p_{\text{уд}}(553,61) \leq [p_{\text{уд}}](870,04)$ соблюдено.

3.6 Выбор типа маслonaпорной установки

Для управления открытием направляющего аппарата и углом поворота лопастей рабочего колеса, для смазки подпятника необходимо иметь на гидроэлектростанции масляное хозяйство. Этот комплекс состоит из маслonaпорной установки, регулятора частоты вращения, маслохранилища, трубопроводов и насосов для перекачки масла.

Маслonaпорная установка (МНУ) состоит из гидроаккумулятора маслonaсосного агрегата и аппаратуры автоматизации.

Для турбины Урухской ГЭС в каталоге была выбрана следующая МНУ: МНУ 1,6/1-40-2,5-2 (масса: 4,3 т), в которой включены:

- Гидроаккумулятор ГА1,6/1-40 (емкость 1,6 м³; 2 сосуда);
 - Маслонасосный агрегат МА2,5-2 (емкость 2,5 м³);
- Выбранный регулятор ЭГРК-МП-100-4.

4 Компоновка гидроузла, расчет основных сооружений

4.1 Определение класса сооружения

На основании исходных данных определен класс ГТС по [10].

1) Класс основных ГТС в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований – III.

2) Класс основных ГТС в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации – III.

3) Класс ГТС в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий – III.

В конечном итоге Урухская ГЭС относится к III классу ГТС.

4.2 Проектирование сооружений напорного фронта

4.2.1 Определение отметки гребня

За отметку гребня бетонной плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = \Delta h_{\text{set}} + h_{1\%} + a, \quad (4.1)$$

где $a = 0,4$ м конструктивный запас для III класса сооружений.

$$h_s = \Delta h_{\text{set}} + h_{\text{run}1\%} + a, \quad (4.2)$$

где Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$h_{\text{run}1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;

a – конструктивный запас, $a = 0,1h_{1\%}$ или 0,5 м. Выбирается большее из двух.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = K_W \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha_w, \quad (4.3)$$

где $v = 10$ м/с – расчетная скорость ветра;

K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot v) \cdot 10^{-7} = 12 \cdot 10^{-7}, \quad (4.4)$$

$L = 900$ м – длина разгона волны;

$\alpha_w = 0^\circ$;

d – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{550 - 540}{2} = 5 \text{ м}, \quad (4.5)$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ равна:

$$\Delta h_{set} = 12 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{10^2 \cdot 900}{9,81 \cdot 5} \cdot \cos 0^\circ = 0,0022 \text{ м},$$

Высота наката ветровых волн определяется по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (4.6)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициент шероховатости и проницаемости откоса, принимаемый по СП, учетом того, что откос укреплен железобетонными плитами[2];

$k_{sp} = 1,1$ – коэффициент, учитывающий скорость ветра и принимаемый по СП, с учётом того, что заложение верхового откоса $m=1,35$, т.к. имеет противодиффузионное устройство в виде диафрагмы, крепление верхового откоса – ж/б плиты[2];

k_{run} – коэффициент, принимаемый по графикам [2] в зависимости от пологости волны.

Для нахождения k_{run} найдем безразмерные величины $\frac{gL}{v^2}$, $\frac{gt}{v}$

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 900}{10^2} = 88,3 \quad (4.7)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{10} = 21189,6 \quad (4.8)$$

где t – период действия ветра, принимается $6ч = 21600$ с.

По графику снимаем величины $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$ для полученных значений $\frac{gL}{v^2}$

и $\frac{gt}{v}$ по верхней огибающей кривой, результаты которых представлены в

таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты, полученные из графика

Безразмерные величины	$\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2}$	$\frac{g \cdot \bar{T}}{v_w}$
$\frac{g \cdot L}{v_w^2}$	1,55	4,6
$\frac{g \cdot t}{v_w}$	0,02	0,1

Принимаем наименьшие значения $\frac{g \bar{h}}{v^2} = 0,02$ и $\frac{g \bar{T}}{v} = 1,55$ и определяем параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,02 \cdot v^2}{g} = \frac{0,02 \cdot 10^2}{9,81} = 0,2 \text{ м}, \quad (4.9)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,55 \cdot v}{g} = \frac{1,55 \cdot 10}{9,81} = 1,58 \text{ с}, \quad (4.10)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,58^2}{2 \cdot 3,14} = 3,9 \text{ м}, \quad (4.11)$$

Проверка на глубоководность:

$$d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2} = 5 \geq 1,95 \rightarrow \text{условие выполняется, т. е. зона глубоководная.}$$

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,1 \cdot 0,2 = 0,42 \text{ м}, \quad (4.12)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{v^2}$, (88,29) $k_i = 2,1$.

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 550 + 0,0022 + 0,42 + 0,4 = 550,82 \text{ м.}$$

4.2.2 Гидравлические расчеты

4.2.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход через водосбросную плотину:

$$Q_{\text{осн.расч}} = Q_{\text{мах.осн}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{га}} - Q_{\text{водовып}} \quad (4.13)$$

где $Q_{\text{мах.осн}}$ – максимальный основной расход с учетом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для III класса сооружений;

n – количество гидроагрегатов на станции;

$Q_{\text{га}}$ – пропускная способность одного агрегата.

$$Q_{\text{осн.расч}} = 336,462 - (3 - 1) \cdot 44 - 0,00013 = 248,462 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$Q_{\text{водовып}} = \frac{V_{\text{пол.об.вдхр.}}}{t_{\text{сработки сек}}} = \frac{0,472}{3600} = 0,00013 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{q_{\text{в}}}, \quad (4.14)$$

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

$q_{\text{р}}$ – удельный расход на рисберме,

$h_{\text{нб}}$ – глубина воды в НБ, определяемая по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$, при $Q_{\text{мах.осн}}$,

$v_{\text{дон}}$ – допустимая скорость на рисберме, равная 4 м/с, т.к. грунт, слагающий дно реки – глина.

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = v_{\text{дон}} \cdot h_{\text{нб}} = 5 \cdot 5 = 205/\text{с}, \quad (4.15)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 25 = 31,25 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.16)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{248,462}{31,25} = 7,95 \text{ м},$$

Разбиваем водосливной фронт на отдельные отверстия, приведя ширину пролета к стандартному значению, при этом фронт должен быть больше или равен расчетному.

$$B = n \cdot b = 2 \cdot 8 = 16 \text{ м},$$

где n – число пролётов,

b – стандартная ширина пролёта, принимается 8 м.

4.2.2.2 Определение отметки гребня водослива

Определяем напор на гребне водослива без учёта сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{осн,расч}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.17)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода для водослива практического профиля.

$$H_{01} = \left(\frac{248,462}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,7 \text{ м},$$

Определяем напор на гребне водослива с учётом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{осн,расч}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.18)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления,

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (4.19)$$

где b – ширина пролёта,

n – число пролётов,

$\xi_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев,

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{3,7}{8} = 0,9,$$

Напор перед водосливом:

$$H_{02} = \left(\frac{248,462}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4 \text{ м},$$

Напор на гребне водослива определяется как:

$$H_g = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g}, \quad (4.20)$$

$$v_0 = \frac{Q_{осн,расч}}{(\nabla НПУ - \nabla дна)(B + (n-1) \cdot \delta_0)}, \quad (4.21)$$

где $\delta_B = (0,20 \div 0,25)b = 0,22 \cdot 8 = 1,76 \text{ м}$ – толщина разрезного быка

Скорость подхода потока перед водосливом:

$$v_0 = \frac{248,462}{(550-520)(24+(2-1) \cdot 1,76)} = 0,3 \text{ м/с},$$

Напор на гребне водослива:

$$H_g = 4 - \frac{1,1 \cdot 0,3}{2 \cdot 9,81} = 3,8 \text{ м},$$

Стандартное значение $H_{cm} = 4 \text{ м}$.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{cm} = 550 - 4 = 546 \text{ м}. \quad (4.22)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6H_{cm} = 546 + 1,6 \cdot 4 = 552,4 \text{ м}. \quad (4.23)$$

Устанавливаем проектную отметку гребня плотин напорного фронта - наибольшую из: $\nabla_{ГГП} = 551,35 \text{ м}$, $\nabla_{ГБП} = 550,82 \text{ м}$, $\nabla_{ГБ} = 552,4 \text{ м}$.

За отметку плотины принимаем: $\nabla_{ГБ} = 552,4 \text{ м}$.

4.2.2.3 Построение оголовка водослива по Кригер–Офицерову

Очертание оголовка строится по координатам Кригера-Офицера, где координаты перемножаются на $H_{cm} = 20 \text{ м}$.

Вычисленные координаты для построения оголовка профиля А с $m = 0,49$ представлены в таблице 3.2.

Кроме этого, для дельнейших построений по [3, табл. 6-14], в зависимости от высоты плотины и напора на водосливе, был найден радиус $R = 15,77 \text{ м}$.

Очертание гребня водосливной плотины строится по координатам, приведенным в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки

№	x	y	x*	y*
1	0	0,126	0	2,52
2	0,1	0,036	2	0,72
3	0,2	0,007	4	0,14
4	0,3	0	6	0
5	0,4	0,006	8	0,12
6	0,5	0,027	10	0,54

Окончание таблицы 4.2

№	x	y	x*	y*
7	0,6	0,06	12	1,2
8	0,7	0,1	14	2
9	0,8	0,146	16	2,92
10	0,9	0,198	18	3,96
11	1	0,256	20	5,12
12	1,1	0,321	22	6,42
13	1,2	0,394	24	7,88
14	1,3	0,475	26	9,5
15	1,4	0,564	28	11,28
16	1,5	0,661	30	13,22

Оголовок водосливной плотины представлен на рисунке 4.1.

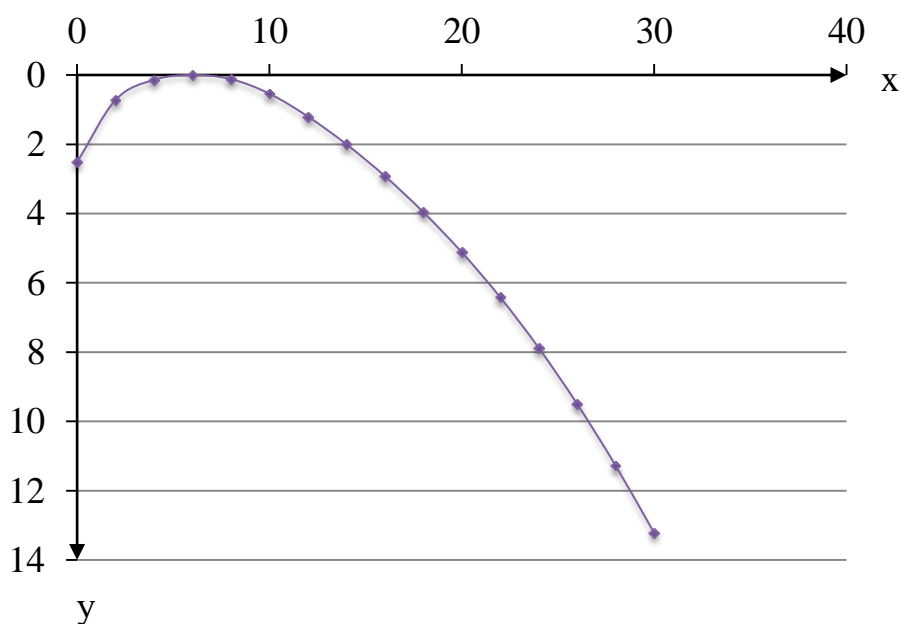


Рисунок 4.1 –Оголовок водосливной плотины

4.2.2.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Принимаем сопряжение бьефов с донным режимом. Определим параметры гидравлического режима.

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.расч.}^2}{(B+(n-1) \cdot \delta_B)^2 g}}, \quad (4.24)$$

где α – коэффициент Кориолиса, равный 1,1;

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 248,462^2}{(16 + (2-1) \cdot 1,76)^2 \cdot 9,81}} = 2,8 \text{ м,}$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = H_{см} + h_{см} = 4 + 5 = 9 \text{ м,}$$

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{9}{2,8} = 3,19 ,$$

По графику М.Д. Чертоусова [3, рис. 9-55] в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 0,95$ и ξ_{T_0} определяем ξ_c и ξ''_c :

$$\xi_c = 0,23, \quad \xi''_c = 2,9.$$

Первая и вторая сопряженные глубины равны, соответственно:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,23 \cdot 2,8 = 0,65 \text{ м,}$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,9 \cdot 2,8 = 8,2 \text{ м.}$$

$$\delta_B = 0,15 \cdot 5,2 \cdot \sqrt{0,644} = 1,28 \text{ м,}$$

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9h''_c - h'_c) \tag{4.25}$$

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 8,2 - 0,65) = 19,58 \text{ м,}$$

Определим тип прыжка:

Так как $h''_c = 8,2 \text{ м} > h_{НБ} = 5 \text{ м}$, имеем отогнанный прыжок.

где $h_{НБ}$ – глубина воды в НБ, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{\max,осн}$.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, поэтому необходимо проектировать сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка.

Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии.

Применим гашение избыточной энергии с помощью водобойной стенки.

4.2.3 Расчет водобойной стенки

Рассчитаем высоту водобойной стенки по формуле:

$$h_{ст} = \sigma h''_c - H_{ст}, \quad (4.26)$$

где $H_{ст}$ – напор над водобойной стенкой, равный:

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h''_c)^2}, \quad (4.27)$$

q – удельный расход, равный:

$$q = \frac{Q_{осн.расч.}}{B + (n-1) \cdot \delta'_6}, \quad (4.28)$$

$$q = \frac{248,462}{16 + (2-1) \cdot 1,76} = 13,99 \frac{м^3}{с}$$

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

m – коэффициент расхода в зависимости от типа стенки, равный 0,49.

$$H_{ст} = \left(\frac{13,99}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 13,99^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 8,12)^2} = 3,33 \text{ м,}$$

Высота водобойной стенки по формуле (3.26):

$$h_{ст} = 1,1 \cdot 8,12 - 3,33 = 5,6 \text{ м.}$$

Схема к расчёту водобойной стенки указана на рисунке 4.2.

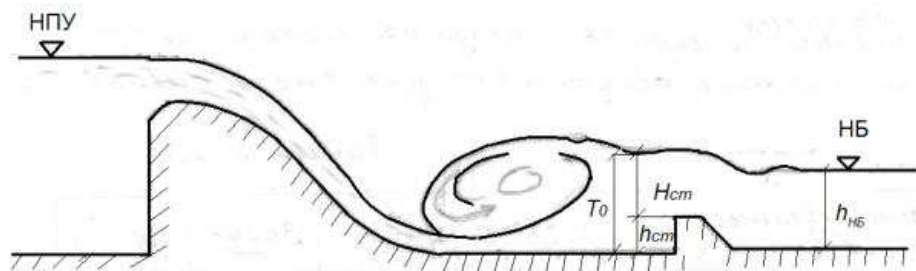


Рисунок 4.2 – Схема к расчёту водобойной стенки

После определения высоты стенки $h_{ст}$ необходимо проверить условие сопряжения бьефов за стенкой:

Принимаем полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{ст} + H_{ст}, \quad (4.29)$$

$$T_0 = 5,6 + 3,33 = 8,93 \text{ м.}$$

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{8,93}{2,8} = 3,2.$$

Аналогично предыдущему расчёту определяем:

$$\xi_c = 0,45, \quad \xi_c'' = 1,7;$$

Определяем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,45 \cdot 2,8 = 1,27 \text{ м,}$$

$$h''_c = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 1,7 \cdot 2,8 = 4,79 \text{ м.}$$

Так как $h''_c = 4,79 \text{ м} < h_{НБ} = 5 \text{ м}$, за стенкой образуется затопленный прыжок, чего и требовалось добиться.

$$h_{ст} = \sigma h''_c - H_{ст}, \quad (4.30)$$

$$h_{ст} = 1,1 \cdot 4,79 - 3,33 = 5,6 \text{ м.}$$

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c}, \quad (4.31)$$

где v_c – скорость в сжатом сечении, равная:

$$v_c = \frac{q}{h'_c} = \frac{13,99}{1,27} = 11,14 \text{ м/с,}$$

Тогда толщина водобойной плиты равна:

$$\delta_b = 0,15 \cdot 5,2 \cdot \sqrt{1,27} = 1,28 \text{ м,}$$

Длина водобоя:

$$l_b = (0,75 \div 1) \cdot l_{\text{пр}}, \quad (4.32)$$

$l_{\text{пр}}$ – длина гидравлического прыжка, равная:

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9h'_c - h'_c) \quad (4.33)$$

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 4,27 - 1,27) = 13,61 \text{ м,}$$

$$l_b = 1 \cdot 13,61 = 13,61 \text{ м.}$$

4.2.4 Расчет донного водосброса

Рядом с основным поверхностным водосбросом, устраивается аварийный донный водосброс для пропуска воды Q_p :

$$Q_p = Q_{\text{ав}} = \frac{0,13 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 8,35 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

где $Q_{\text{ав}} = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}}$

$V_{\text{пол}} = 0,13 \text{ м}^3$ – полезный объем;

$t_{\text{ср}} = 6$ месяца – время сработки.

Определяем местоположение глубинного водосброса с учетом того, что туннель водосброса должен находиться на достаточном расстоянии до других полостей. Принимаем минимальное расстояние – 3 м. Назначаем предварительную высоту отверстий $h_{\text{отв}} = 3 \text{ м}$.

Площадь всех водопропускных отверстий:

$$\omega = \frac{Q_p}{\mu \sqrt{2gH}} = \frac{8,35}{0,8 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 25,5}} = 0,47 \text{ м}^2,$$

где $Q_p = 8,35 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ – определили выше;

$\mu = 0,8$ —коэффициент расхода, для водосбросов с плавными входами и небольшой шероховатостью;

H — напор над центром выходного сечения.

$$H = \text{НПУ} - \left(\text{дно} + 3 + \frac{h_{\text{отв}}}{2} \right) = 550 - \left(520 + 3 + \frac{3}{2} \right) = 25,5 \text{ м}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{\omega}{h_{\text{отв}}} = \frac{0,47}{3} = 0,16 \text{ м}$$

Разбиваем ширину водосливного фронта на стандартные отверстия:

$$B = n_{\text{отв}} \cdot b_{\text{отв}} = 2 \cdot 1 = 2$$

Отверстий должно быть как минимум два. Ширина отверстий должна быть меньше или равна толщине стенки между отверстиями, поэтому принимается $b_{\text{отв}} = 1 \text{ м}$.

4.3 Конструирование бетонной плотины

4.3.1 Определение ширины подошвы

Одной из основных задач при проектировании гидросооружений является обеспечение наиболее минимальной ширины конструкции по основанию при заданной высоте сооружения. Такому критерию соответствует наиболее экономичный треугольный профиль плотины с минимальной шириной понизу (рисунок 4.3).

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

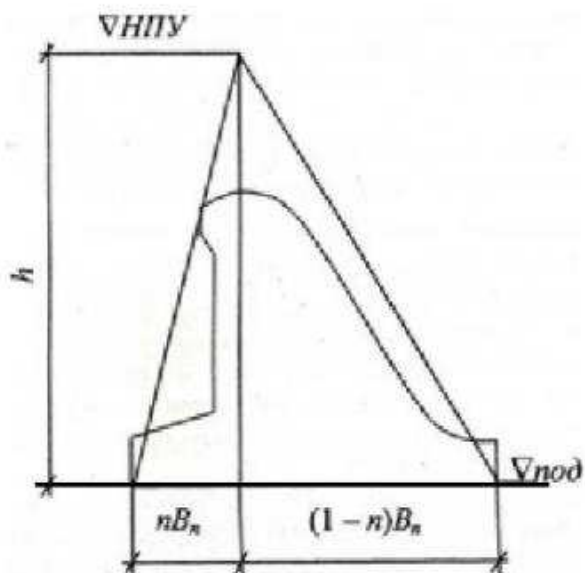


Рисунок 4.3 – Схема треугольного профиля плотины

Принимаем ширину подошвы 0,75 метров от высоты плотины

$$B = 0,75 \cdot h \quad (4.34)$$

Высота плотины:

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} \quad (4.35)$$

$$h = 550 - 518 = 32 \text{ м}$$

$$B = 0,75 \cdot 32 = 24 \text{ м}$$

4.3.2 Разрезка бетонных плотин по швам

Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

Расстояние меж секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании быть не более 30 м. Поэтому принимаем расстояние между швами:

$$S = \delta_6 + b = 1,2 + 8 = 9,2 \text{ м},$$

где δ_6 – толщина быка;

b – ширина пролета.

Разрез делаем по быку.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

4.3.3 Быки

Головная часть быка представляет собой обтекаемую форму. Отметка верха уступа быка в нижнем бьефе принята на 2 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа.

Ширина паза рабочего затвора 1,5 м, длина 1 м.

Длина и ширина паза ремонтно-аварийного затвора 0,5 м.

Расстояние между пазами рабочего и ремонтно-аварийного затворов со стороны верхнего бьефа принято равным 1 м с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на затворе.

Толщина быка δ_6 определяется по формуле Березинского, при ширине пролета водосливной плотины $b = 8$ м:

$$\delta_6 = (0,12 \div 0,16)b = 0,16 \cdot 8 = 1,3 \text{ м.}$$

При разрезке быка принимаем толщину быка $\delta_6 = 2,6$.

4.3.4 Устои

Для Урухской ГЭС предусмотрено только один устой – сопрягающий, так как ГЭС деривационная.

Сопрягающие устои устраиваются для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или берегом.

4.3.5 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи, или горизонтальных дрен, приуроченных к ярусам бетонирования и имеющих выходы в смотровые шахты, расположенные в межсекционных швах плотины.

Диаметр вертикальных дренажных скважин принят 10-30 см; расстояние между осями дрен – 2-3 см.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа должно быть не менее 2 м.

4.3.6 Галереи в теле плотины

В связи с тем, что высота плотины небольшая, предусматривается устройство одной галереи. Ее следует проектировать выше максимального

уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Галереи имеют следующие размеры: ширина – 2,5 м, высота – 3 м.

4.3.7 Ширина плотины по гребню

Ширина плотины по гребню состоит из ширины проезжей части, пешеходной дорожки и места расположения подкрановых пустей.

Для обеспечения проезда транспорта предусмотрена однополосная дорога, поэтому проезжая часть принимается шириной 4 м, пешеходная дорожка – 2 м.

Ширина путей козлового крана принята 6 м. Безопасное расстояние между путями козлового крана и автодорогой принимается равным 2 м.

Расстояние между верховой гранью быка и путями козлового крана принята 2 м.

Окончательная ширина плотины по гребню принимается равной 16 м.

4.4 Основные элементы плотины

4.4.1 Противофильтрационные завесы или буро бетонные стенки

Противофильтрационные завесы или буро бетонные стенки применяют в тех случаях, когда невозможна забивка шпунта вследствие содержания большого количества валунов, прослоек скалы в грунте или когда основание сложено скальными грунтами. Толщина противофильтрационной завесы, должна быть:

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{cr,m}} = \frac{25 \cdot 1,15}{15} = 1,92$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$J_{cr,m}$ – критический градиент напора на завесе, для скальных оснований $J_{cr,m} = 15$.

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 25 - 10 = 15 \text{ м.}$$

где H_d – полный фильтрационный напор,

$$H_d = H_{max} = 25 \text{ м;}$$

H_{as} – напор на цем. завесе, $H_{as} = 10 \text{ м.}$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 25 = 10 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_n = 0,06 \cdot 24 = 1,44.$$

Округляем $l_3 = 4$

где B_n – ширина подошвы плотины.

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{max} = 0,6 \cdot 25 = 15 \text{ м.}$$

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}} = 550 - 525 = 25 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 15 = 7,5 \text{ м.}$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 20 см с шагом 2 м.

4.5 Конструктивные элементы нижнего бьефа

4.5.1 Водобой

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Предварительная толщина и длина водобоя были определены в пункте 4.2.4 по формулам (4.26) и (4.38).

Принимаем $\delta_g = 1,28 \text{ м}$, $l_g = 13,61 \text{ м}$ в целях удобства проведения строительных работ.

4.5.2 Рисберма

Длина рисбермы:

$$l_{рис} = (0,4 \div 0,5) l_B \tag{4.36}$$

Принимаем

$$l_{рис} = 0,5 \cdot l_B = 0,5 \cdot 13,61 = 6,8 \text{ м}$$

Толщина рисбермы:

$$\delta_{\text{рис}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{в}} = \frac{2}{3} \cdot 1,28 = 0,85 \text{ м}$$

Принимаем: $\delta_{\text{рис}} = 1 \text{ м}$.

4.5.3 Дренажные устройства в основании

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных или наклонных скважин диаметром 100-300 мм с шагом 2-3 м. глубину скважин принимают равной:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7)h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 15 = 7,5 \text{ м}.$$

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами должно быть больше радиуса цементации и не менее 4 м.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют самотеком или насосами.

4.6 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

4.6.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

4.6.1.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad: $S_{\text{пл}} = 404 \text{ м}^2$, $S_{\text{б}} = 667 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{404 \cdot 8 \cdot 24}{8 + 1,6} = 7926,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где b – ширина пролета;

$\gamma_{\text{б}}$ – удельный вес бетона;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{667 \cdot 1,6 \cdot 24}{8 + 1,6} = 2617,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 44^{1,5} \cdot 9,81 = 50,3 \text{ кН}$$

где f – площадь затвора,

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (551 - 546 + 0,5) \cdot 8 = 44 \text{ м}^2$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{50,3}{8 + 1,6} = 5,2 \text{ кН/м}$$

4.6.1.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

$$W_{\text{ВБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{В}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 32^2}{2} = 5022,7 \text{ кН},$$

где $H_{\text{В}}$ – высота воды в ВБ:

С нижнего бьефа:

$$W_{\text{НБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{Н}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 5^2}{2} = 122,6 \text{ кН},$$

$$H_{\text{Н}} = \nabla\text{НБ}_{\text{min}} - \nabla\text{под} = 525 - 520 = 5 \text{ м},$$

$$W_{\text{пр}} = \gamma_{\text{В}} \cdot S_{\text{эп}} = 10 \cdot 40,5 = 397,3 \text{ кН}.$$

4.6.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{вз}} = H_{\text{Н}} \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_{\text{В}} = 5 \cdot 23,3 \cdot 10 = 1144,5 \text{ кН},$$

где $B_{\text{под}}$ – ширина подошвы.

4.6.1.4 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}}_{\text{min}} = 550 - 525 = 25 \text{ м}$$

На основании СНиПа 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 25 = 10 \text{ м,}$$

$$H_{dr} = 0,15H_d = 0,15 \cdot 25 = 3,8 \text{ м,}$$

$$W_{\phi} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_{\text{в}} = 119 \cdot 10 = 1167,4 \text{ кН.}$$

Эпюра фильтрационного давления для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании представлена на рисунке 4.4.

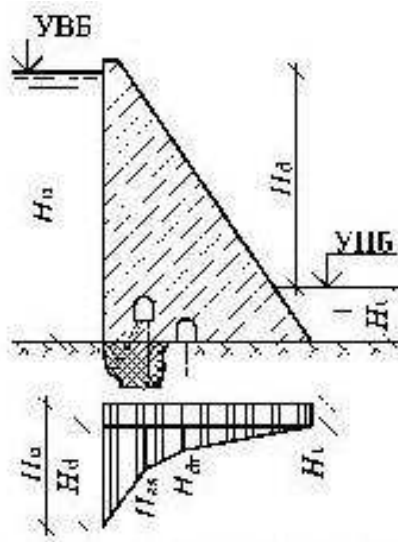


Рисунок 4.4 – Эпюра фильтрационного давления.

4.6.1.5 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (4.37)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 0,42 \cdot \left(\frac{3,9}{\pi} + \frac{0,14}{2} \right) = 2,96 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 0,42 \text{ м}$;

$\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 3,9$ м.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 0,42^2}{3,9} = 0,14 \text{ м}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{3,9}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 0,42 = 0,46 \text{ м}$$

4.7 Оценка прочности плотины для основного случая

4.7.1 Определение напряжений

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

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 4.1, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 4.1 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$W_{\text{ВБ}}$	1	→	5022,7	10,67	+53592,4
$W_{\text{НБ}}$	1	←	122,6	2,3	-282,0
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	7926,5	4	-30120,6
G_6	0,95	↓	2617,3	3,4	-8453,9
$W_{\text{вз}}$	1	↑	1144,5	0	0
$W_{\text{ф}}$	1	↑	1167,4	6,62	+7728,1
$E_{\text{н}}$	1,2	→	16,8	3	+60,6
$W_{\text{волн}}$	1	→	2,96	31	+91,8
q_3	0,9	↓	5,2	7,55	-35,6
$W_{\text{пр}}$	1	↓	397,3	9	+3575,7

$$\sum N = G_{\text{пл}} + G_6 + q_3 - W_{\text{вз}} - W_{\text{ф}} + W_{\text{пр}} \quad (4.38)$$

$$\sum N = 19005 \text{ кН}$$

$$\sum M = 26156,5 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

Расчет крайевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м.):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} + \frac{6 \sum M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{19005}{24} + \frac{6 \cdot 26156,5}{24^2} = -81,8 \text{ кПа}$$

где $\sum N$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину
 $\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину
 $B_{\text{под}}$ – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_v \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (4.39)$$

где H_d^u – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;
 $m_u^2 = \tan^2 \alpha$ – угол между напорной гранью и вертикалью.

$$\sigma_x^u = -81,8 \cdot 0^2 - 10 \cdot 32 \cdot (1 - 0^2) = -320 \text{ кПа},$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_v \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0, \quad (4.40)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_v \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (4.41)$$

$$\sigma_1^u = -81,8 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 32 \cdot 0^2 = -81,8 \text{ кПа},$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_v \cdot H_d^u = -10 \cdot 32 = -320 \text{ кПа}.$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} - \frac{6 \sum M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{19005}{24} - \frac{6 \cdot 26156,5}{24^2} = -865,7 \text{ кПа},$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_v \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (4.42)$$

$$\sigma_x^t = -865,7 \cdot 0,38^2 - 10 \cdot 5 \cdot (1 - 0,58^2) = -324,4 \text{ кПа}.$$

где H_d^t – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа.

$m_t = \tan \alpha = \tan 30^\circ = 0,88$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_v \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 5 - 865,7) \cdot 0,58 = 473,1 \text{ кПа}.$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_v \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (4.43)$$

$$\sigma_3^t = -865,7 \cdot (1 + 0,58^2) + 10 \cdot 5 \cdot 0,58^2 = -1140,2 \text{ кПа.}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -10 \cdot 5 = -50 \text{ кПа.}$$

Рассчитанные напряжения сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
Напорная грань	-81,8	-320	0	-81,8	-320
Низовая грань	-865,7	-324,4	473,1	-50	-1140,2

4.7.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность. Условия прочности:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.44)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{1c} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая $\gamma_{1c} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 0,9$.

$$R_b \geq \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 1140,2}{0,9}.$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 1456,86 \text{ кН/м}^2$.

$$2600 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 1456,86 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

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

$$\sigma_y^u < 0,$$

$$-81,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u, \quad (4.45)$$

$$81,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 32 = 80 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.46)$$

$$R = \sum N \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega, \quad (4.47)$$

$$R = 8634,4 \cdot 0,75 + 0 \cdot 21 = 7771 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 0 \text{ кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;

$\omega = B_{\text{под}} \cdot 1 = 21 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = W_{\text{ВБ}} - W_{\text{НБ}} + W_{\text{волн}} + E_n, \quad (4.48)$$

$$F = 5022,7 - 122,6 + 3,0 + 20,2 = 4919,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{7771}{5411,88} \geq 1,20,$$

$$1,4 \geq 1,20.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 10% запас прочности.

4.8 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

4.8.1 Определение нагрузок на плотину, для поверочного случая

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав

основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

4.8.1.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad: $S_{пл} = 404 \text{ м}^2$, $S_б = 667 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_б \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{404 \cdot 8 \cdot 24}{8 + 1,6} = 7926,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где b – ширина пролета;
 $\gamma_б$ – удельный вес бетона;
 $\delta_б$ – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \gamma_б}{b + \delta_б} = \frac{667 \cdot 1,6 \cdot 24}{8 + 1,6} = 2617,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Вес плоского затвора:

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 44^{1,5} \cdot 9,81 = 50,3 \text{ кН}.$$

где f – площадь затвора,

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (551 - 546 + 0,5) \cdot 8 = 44 \text{ м}^2.$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_з = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{50,3}{8 + 1,6} = 5,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

4.8.1.2 Сила гидростатического давления

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

$$W_{ББ} = \frac{\gamma_в \cdot H_в^2}{2} = \frac{10 \cdot 33^2}{2} = 5341,5 \text{ кН},$$

где H_B – высота воды в ВБ:

С нижнего бьефа:

$$W_{НБ} = \frac{\gamma_B \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 7^2}{2} = 240,3 \text{ кН},$$

$$H_H = \nabla_{НБ_{min}} - \nabla_{под} = 525 - 518 = 7 \text{ м},$$

$$W_{пр} = \gamma_B \cdot S_{эп} = 10 \cdot 40,5 = 397,3 \text{ кН}.$$

4.8.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{вз} = H_H \cdot B_{под} \cdot \gamma_B = 7 \cdot 23,3 \cdot 10 = 1602,3 \text{ кН},$$

где $B_{под}$ – ширина подошвы.

4.8.1.4 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}} = 550 - 518 = 27 \text{ м}.$$

На основании СНиПа 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 27 = 10,8 \text{ м},$$

$$H_{dr} = 0,15H_d = 0,15 \cdot 27 = 4,1 \text{ м},$$

$$W_{\phi} = S_{эп} \cdot \gamma_B = 119 \cdot 10 = 1167,4 \text{ кН}.$$

4.8.1.5 Волновое давление

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

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 0,42 \cdot \left(\frac{3,9}{\pi} + \frac{0,14}{2} \right) = 2,96 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 0,42 \text{ м}$;

$\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 3,9 \text{ м}$;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 0,42^2}{3,9} = 0,14 \text{ м.}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{3,9}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 0,42 = 0,46 \text{ м.}$$

4.9 Оценка прочности плотны для поверочного случая

4.9.1 Определение напряжений

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

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 4.3, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 4.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$W_{\text{ВБ}}$	1	→	5341,5	8,57	+53592,4
$W_{\text{НБ}}$	1	←	240,3	2,8	-282,0
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	7926,5	4	-30120,6
$G_{\text{б}}$	0,95	↓	2617,3	3,4	-8453,9
$W_{\text{вз}}$	1	↑	1602,3	0	0
$W_{\text{ф}}$	1	↑	1167,4	6,5	+7728,1
$E_{\text{н}}$	1,2	→	16,8	3	+60,6
$W_{\text{волн}}$	1	→	2,96	31	+91,8
$q_{\text{з}}$	0,9	↓	5,2	7,55	-35,6
$W_{\text{пр}}$	1	↓	397,3	9	+3575,7

$$\sum N = 8176,6 \text{ кН,}$$

$$\sum M = 17810,1 \text{ кН} \cdot \text{м.}$$

Расчет крайних напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м.):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} + \frac{6 \sum M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{8176,6}{24} + \frac{6 \cdot 17810,1}{24^2} = -154,2 \text{ кПа},$$

где $\sum N$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину
 $\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину
 $B_{\text{под}}$ – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = -154,2 \cdot 0^2 - 10 \cdot 32 \cdot (1 - 0^2) = -320 \text{ кПа},$$

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

$$\sigma_1^u = -154,2 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 32 \cdot 0^2 = -154,2 \text{ кПа},$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_v \cdot H_d^u = -10 \cdot 32 = -320 \text{ кПа}.$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B_{\text{под}}} - \frac{6 \sum M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{8176,6}{24} - \frac{6 \cdot 17810,1}{24^2} = -676,1 \text{ кПа},$$

$$\sigma_x^t = -676,1 \cdot 0,58^2 - 10 \cdot 7 \cdot (1 - 0,58^2) = -273,9 \text{ кПа},$$

где H_d^t – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа
 $m_t = tg \alpha = tg 30^\circ = 0,58$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_v \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 7 - 676,1) \cdot 0,58 = 351,5 \text{ кПа},$$

$$\sigma_3^t = -676,1 \cdot (1 + 0,58^2) + 10 \cdot 7 \cdot 0,58^2 = -879,9 \text{ кПа},$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_v \cdot H_d^t = -10 \cdot 7 = -70 \text{ кПа}.$$

Расчитанные напряжения сведены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
Напорная грань	-154,2	-320	0	-154,2	-320
Низовая грань	-676,1	-273,9	351,5	-70	-879,9

4.9.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность. Условия прочности:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.49)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{1c} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая $\gamma_{1c} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 0,9$.

$$R_b \geq \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 1140,2}{0,9}.$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 1456,86 \text{ кН/м}^2$.

$$2600 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 1456,86 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0,$$

$$-154,2 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u, \quad (4.50)$$

$$154,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 32 = 80 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (4.51)$$

$$R = \sum N \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega, \quad (4.52)$$

$$R = 8176,6 \cdot 0,75 + 0 \cdot 21 = 6132,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где $tg\varphi = 0,75$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 0 \text{ кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;

$\omega = B_{\text{под}} \cdot 1 = 21 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = W_{\text{ВБ}} - W_{\text{НБ}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}}, \quad (4.53)$$

$$F = 5341,5 - 240,3 + 3,0 + 20,2 = 5121,0 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{5519,2}{4608,9} \geq 1,20,$$

$$1,2 \geq 1,20.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 10% запас прочности.

5 Организация и производство гидротехнических работ

5.1 Компоновка сооружения

В состав сооружения входит:

- Водосбросная бетонная плотина;
- Правобережная бетонная плотина;
- Левобережная бетонная плотина;
- Здание ГЭС с машинным залом;
- Водоприёмник (установлен вне тела плотины);
- Деривация.

5.2 Гидравлический расчет пропуска строительных расходов I очереди через стесненное русло

При проектировании временных гидротехнических сооружений расчетные максимальные расходы воды следует принимать исходя из ежегодной вероятности превышения (обеспеченности), устанавливаемой в зависимости от класса и срока эксплуатации сооружений (для перемычек IV класса при сроке эксплуатации до 10 лет - 10%).

Гидрограф реки Урух представлен на рисунке 5.1.

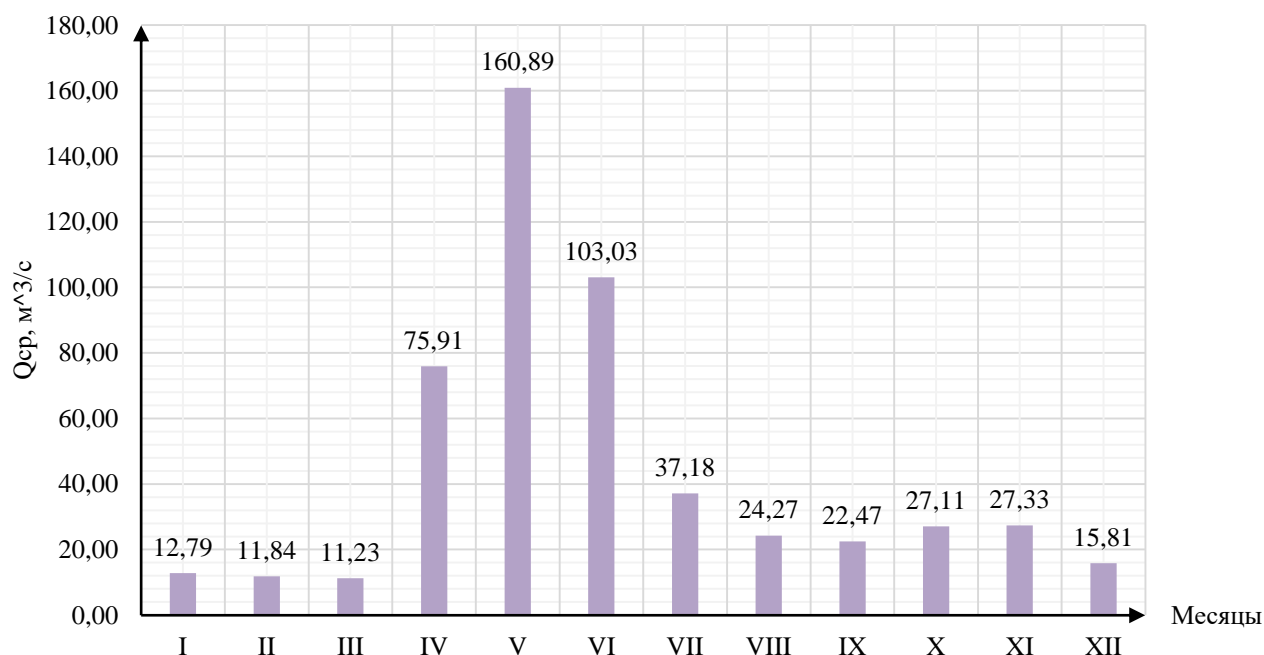


Рисунок 5.1 – Гидрограф реки Урух

Таблица обеспеченностей представлена в приложении В, рисунок В1.

$Q_{10\%} = 265,207 \text{ м}^3/\text{с}$, т.к. срок строительства до 10 лет

Отметку уровня верхнего бьефа при $Q_{10\%}$ определяем по кривой связи (рисунок 2.1).

$$\nabla \text{УВ} (Q_{10\%}) = 525,2 \text{ м},$$

$$B_0 = 82,75 \text{ м},$$

Скорость потока в сжатом русле:

$$V_{\text{сж}} = \frac{Q_{10\%}}{\omega_{\text{сж}}} = \frac{265,207}{215,15} = 1,23 \text{ м/с},$$

Где $\omega_{\text{сж}}$ - площадь сечения сжатого русла.

$$\omega_{\text{сж}} = B_{\text{сж}} \cdot h_{\text{сж}} = 41,28 \cdot 5,2 = 215,15 \text{ м}$$

$B_{\text{сж}} = 42 \text{ м}$, с учетом установленной перемычки.

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

$J^* = 50\%$, т.к. русло из скальных оснований.

B_0 , м - ширина русла реки;

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

$$B_{сж} = J^* \cdot B_0, \quad (5.1)$$

$$B_{сж} = 0,5 \cdot 82,75 = 41,28 \text{ м},$$

$$h_{сж} = УВ_{Q_{стр}} - \nabla_{ДНА} = 525,2 - 520 = 5,2 \text{ м}.$$

Допустимая средняя скорость для грунтов русла реки (гранит) составляет 22 м/с, скорость в сжатом сечении не превышает допустимую, следовательно, размыва русла не происходит.

5.1.1 Определение отметок гребня перемычек

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

$$Z_{расч} = \frac{V_{сж}^2}{2\varphi^2 g} - \frac{V_0^2}{2g}, \quad (5.2)$$

$$Z_{расч} = \frac{1,23^2}{2 \cdot 0,8^2 \cdot 9,81} - \frac{0,62^2}{2 \cdot 9,81} = 0,1 \text{ м},$$

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

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

$$V_0 = \frac{Q_{стр}}{\omega_0} = \frac{265,207}{430,3} = 0,62 \text{ м/с};$$

$$\omega_0 = B_0 \cdot h_0 = 82,75 \cdot 5,2 = 430,3 \text{ м}^2;$$

где $h_0 = УВ_{Q_{стр}} - \nabla_{ДНА} = 525,2 - 520 = 5,2 \text{ м}$;

Отметка гребня верховой перемычки I очереди

$$\nabla_{ГВП_{Iоч}}(Q_{стр}) = УВ_{Q_{стр}} + Z_{расч} + d, \quad (5.3)$$

$$\nabla_{ГВП_{Iоч}}(Q_{стр}) = 525,2 + 0,1 + 1,5 + 1 = 527,8 \text{ м},$$

$d = h_n + \Delta h + \alpha = 0,5 + 0,5 + 0,5 = 1,5$ м – запас высоты гребня, определяется расчетом по СП58.13330. В предварительных расчетах можно принять:

h_n = высота наката ветровой волны на откос 0,5 м;

Δh = высота ветрового нагона 0,5 м;

α = запас 0,4-0,5 м.

Величину d увеличивать не нужно, т.к. ледохода нет.

Отметка гребня низовой перемычки I очереди

$$\nabla \text{ГНП}_{\text{Юч}} (Q_{\text{стр}}) = \text{УВ}_{Q_{\text{стр}}} + \alpha, \quad (5.4)$$

$$\nabla \text{ГНП}_{\text{Юч}} (Q_{\text{стр}}) = 525,2 + 0,5 + 1 = 526,7 \text{ м.}$$

l – глубина сезонного промерзания.

Далее назначаем (выбираем) и вычерчиваем конструкцию перемычек, а также на чертеже вычерчиваем котлован I очереди.

По плану определяем длины перемычек,

верховой $L_v = 45$ м,

продольной перемычки $L_{\text{п}} = 113$ м,

низовой $L_n = 85$ м.

5.2 Конструкция перемычек

Принимаем тип и профиль перемычек – каменно-земляная трапециевидальная с ядром из суглинка.

Ширину по гребню принимаем 10 м для удобства производства работ.

Назначаем откосы в зависимости от угла естественного откоса отсыпаемых грунтов и метода возведения сооружения: верхней откос 1:1,15, нижней откос 1:1,15.

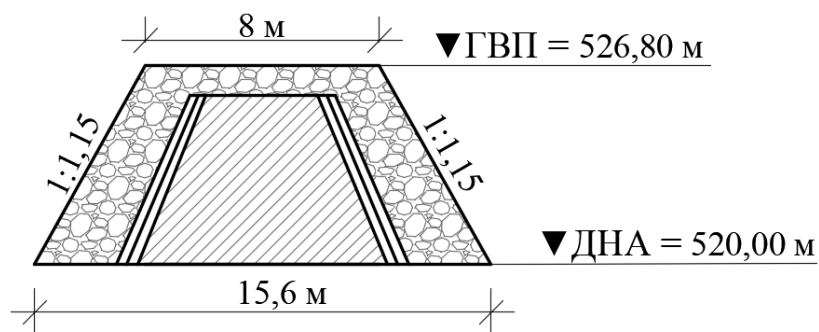


Рисунок 5.2 – Верховая перемычка

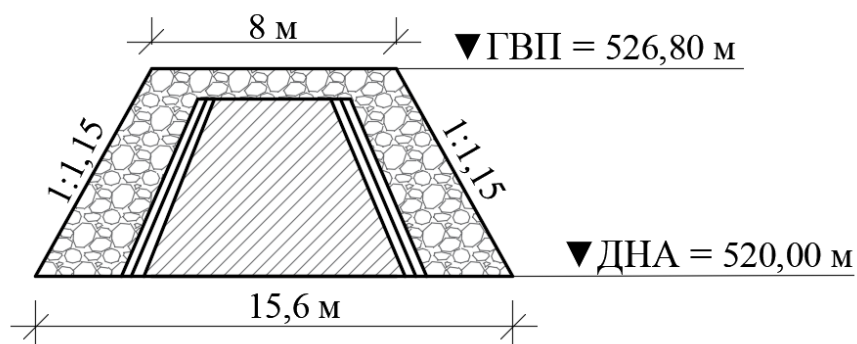


Рисунок 5.3 – Продольная перемычка

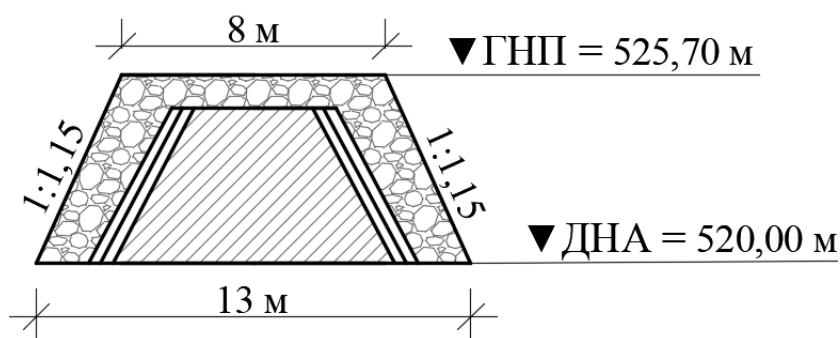


Рисунок 5.4 – Низовая перемычка

5.3 Пропуск строительных расходов II очереди через донные отверстия

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

$$n_{\min} = \frac{Q_{10\%}}{V_{\text{доп}} \cdot h_p \cdot l} = \frac{265,207}{10 \cdot 5,2 \cdot 5,4} = 0,94 \text{ округляем - 1 отверстие,}$$

где $V_{\text{доп}}$ - допустимая средняя скорость для бетонного крепления русла составляет 10 м/с, сопряжение бьефов осуществляется с помощью водобоя рисбермы

h_p – глубина воды на пороге быстрого тока;

l – ширина отверстия, принимаем ширину донного отверстия в строительный период равной ширине водосбросных отверстий эксплуатационного периода.

Определяем расчетную отметку порога донных отверстий (ВПДО):

Назначаем размеры отверстия, исходя из конструкции бетонной водосливной плотины: 2 донных отверстия шириной 5,4 м, и высотой 3 м.

Назначаем время перекрытия русла: октябрь с расходом 27,11 м³/с

Следовательно, $Q_{\text{пер}} = 27,11 \text{ м}^3/\text{с}$ $\nabla \text{УНБ}_{Q_{\text{пер}}} = 521 \text{ м}$,

$\text{УВБ} = \text{УНБ}_{Q_{\text{пер}}} + Z_{\text{Max}} = 521 + 2 = 523 \text{ м}$,

где $Z_{\text{Max}} = 1 \text{ м}$, перепад при перекрытии русла, в предварительных расчетах принимаем 1 м .

$$H_{\Pi} = \left(\frac{Q_{\text{пер}}}{m \cdot b \cdot (2g)^{\frac{1}{2}}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (5.5)$$

$$H_{\Pi} = \left(\frac{265,207}{0,3 \cdot 5,4 \cdot (2 \cdot 9,81)^{\frac{1}{2}}} \right)^{\frac{2}{3}} = 11,1 \text{ м},$$

Значение H значительное, поэтому необходимо увеличить количество отверстий

где b – ширина донного отверстия $5,4$;

Так как в эксплуатационный период всего 2 отверстия шириной по $5,4 \text{ м}$, поэтому увеличиваем b до $10,8 \text{ м}$.

$$H_{\Pi} = \left(\frac{Q_{\text{пер}}}{m \cdot b \cdot (2g)^{\frac{1}{2}}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{265,207}{0,3 \cdot 10,8 \cdot (2 \cdot 9,81)^{\frac{1}{2}}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7 \text{ м},$$

где m – коэффициент расход водослива.

$\nabla \text{ПДО} = \text{УВБ} - H_{\Pi} = 523 - 7 = 516 \text{ м}$ значение H значительное и приводит к $\nabla \text{ПДО} = 516 \text{ м}$, намного глубже отметки дна равной $520,0 \text{ м}$.

Предлагается сделать четыре дополнительных отверстия в глухой бетонной части.

В эксплуатационный период использовать эти отверстия не будем, а так как основание гранит и скорости течения меньше 22 м/с , то крепить нижний бьеф напротив этих отверстий нет необходимости.

$$H_{\Pi} = \left(\frac{Q_{\text{пер}}}{m \cdot b \cdot (2g)^{\frac{1}{2}}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{265,207}{0,3 \cdot 6 \cdot 5,4 \cdot (2 \cdot 9,81)^{\frac{1}{2}}} \right)^{\frac{2}{3}} = 3,36 \text{ м},$$

$$\nabla \text{ПДО} = \text{УВБ} - H_{\Pi} = 523 - 3,36 = 519,69 \text{ м},$$

Назначаем отметку порога донного отверстия $519,7 \text{ м}$.

Отметка Дна = 520 м .

Определяем количество отверстий для пропуска паводка при $Q_{10\%}$:

Определяем режим работы донных отверстий:

$\nabla_{\text{верхДО}} = \nabla_{\text{ПДО}} + h = 519,7 + 5 = 524,7$ м и сравниваем с ∇ УНБ ($Q_{10\%}$) = 525,2 м > 524,7 м – отверстие затопленное

$$\text{Определяем } z_{\text{во}} = \frac{Q_{10\%}^2}{\mu^2 \cdot \omega_{\text{во}}^2 \cdot 2g} = \frac{265,207^2}{0,8^2 \cdot 54^2 \cdot 2 \cdot 9,81} = 2 \text{ м,}$$

$$\text{где } \mu = \frac{1}{(1 + \xi_{\text{вх}} + 2gL/C^2R)} = \frac{1}{(1 + 0,2 + 2 \cdot 9,81 \cdot 24/94^2 \cdot 1,30)} = 0,8,$$

$$\omega_{\text{во}} = b \cdot h_{\text{отв}} \cdot n = 5,4 \cdot 5 \cdot 2 = 54 \text{ м}^2.$$

Коэффициент Шези $C = 94,82$ – по таблице в зависимости от R и n
Шероховатость 0,013,

$$R = \frac{\omega}{x} = \frac{b \cdot h}{2b + 2h} = \frac{5,4 \cdot 5}{2 \cdot 5,4 + 2 \cdot 5} = 1,30 \text{ – гидравлический радиус, м;}$$

L – длина донного отверстия 16,0 м, по чертежу;

$\xi_{\text{вх}}$ – потери напора на входе = 0,2;

$$\nabla_{\text{УВБ}}(Q_{\text{стр}}) = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{стр}}) + z_{\text{во}} = 525,2 + 2 = 527,2 \text{ м.}$$

5.4 Определение отметок перемычек II очереди

Отметка гребня верховой перемычки II очереди:

$$\nabla_{\text{ГВП}}_{\text{IIоч}} = \nabla_{\text{УВБ}}_{Q_{\text{стр}}} + d = 527,2 + 2,5 = 529,7 \text{ м,}$$

Отметка гребня низовой перемычки II очереди:

$$\nabla_{\text{ГНП}}_{\text{IIоч}} = \nabla_{\text{УНБ}}_{Q_{\text{стр}}} + \alpha = 525,2 + 1,5 = 526,7 \text{ м.}$$

Чтобы не выполнять строительство 4-х дополнительных донных отверстий в глухой части плотины, рассмотрим вариант пропуска расходов II очереди через «гребенку».

5.5 Пропуск строительных расходов II очереди через недостроенный водосброс – «гребенку»

Определяем минимально допустимое количество отверстий из условия размываемости русла реки

$$n_{\min} = \frac{Q_{10\%}}{V_{\text{доп}} \cdot h_p \cdot l} = \frac{265,207}{10 \cdot 5,2 \cdot 5,4} = 0,94 \text{ округляем - 1 отверстие,}$$

где $V_{\text{доп}}$ - допустимая средняя скорость для бетонного крепления русла составляет 10 м/с, сопряжение бьефов осуществляется с помощью водобоя рисбермы

h_p – глубина воды на пороге быстротока;

l – ширина отверстия, принимаем ширину донного отверстия в строительный период равной ширине водосбросных отверстий эксплуатационного периода.

Определяем расчётную отметку порога «гребенки»ВПГ

Из условия производства работ наиболее подходящей для перекрытия русла реки является осенняя межень, поэтому $Q_{\text{пер}} = Q_{\text{октября}} = 27,11 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$\nabla_{\text{УНБ}} Q_{\text{пер}} = 521 \text{ м.}$$

Определяем критическую глубину над порогом гребенки

$$h_{\text{кр}} = \left(\frac{\alpha q^2}{g} \right)^{1/3}, \quad (5.6)$$

где

α – коэффициент неравномерности распределения скоростей, $\alpha = 1,1$;

q -удельный расход (на единицу ширины);

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

$$q = \frac{Q_{\text{пер}}}{nb} = \frac{27,11}{1 \cdot 5,4} = 5,02 \text{ м}^3/\text{с},$$

где n – количество донных отверстий строительного периода

b - ширина донного отверстия

$$h_{\text{кр}} = \left(\frac{1,1 \cdot 5,02^2}{9,81} \right)^{1/3} = 1,4 \text{ м}$$

Находим напор перед водосливом

$$H = \left(\frac{Q_{\text{пер}}}{m \cdot \varepsilon \cdot n \cdot b \cdot \sqrt{2g}} \right)^2, \text{ м,} \quad (5.7)$$

где n – количество донных отверстий строительного периода

b - ширина донного отверстия

m – коэффициент расход водослива, для водослива с широким порогом $m=0,3-0,35$

ε – коэффициент сжатия, $\varepsilon = 0,9$,

$$H = \left(\frac{27,11}{0,3 \cdot 0,9 \cdot 1,5,4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 2,6 \text{ м.}$$

Водослив подтоплен, так как $H = 2,6 \text{ м} > h_{кр} + Z_{max} = 1,4 + 1 = 2,4 \text{ м}$, тогда определяем глубину воды над порогом

$$h_p = \frac{Q_{пер}}{Y \cdot \varepsilon \cdot n \cdot b \cdot \sqrt{2gZ_{max}}}, \quad (5.8)$$

где Y -коэффициент скорости, $Y = 0,8$

$Z_{Max} = 1 \text{ м}$, перепад при перекрытии русла, в предварительных расчетах принимаем 1 м

$$h_p = \frac{27,11}{0,8 \cdot 0,9 \cdot 1,5,4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 1}} = 1,6 \text{ м}$$

Для подтопленного водослива:

$$\nabla ПГ = УНБ(Q_{пер}) - h_p = 521 - 1,6 = 519,4 \text{ м.}$$

Определяем условия пропуска паводка $Q_{стр}$.

Определяем глубину на пороге водослива при $Q_{стр}$.

$$h_{п} = УНБ(Q_{стр}) - \nabla ПГ = 525,2 - 519,4 = 5,8 \text{ м.}$$

Определяем критическую глубину над порогом гребенки

$$h_{кр} = \left(\frac{\alpha q^2}{g} \right)^{1/3}, \quad (5.9)$$

где α – коэффициент неравномерности распределения скоростей, $\alpha = 1,1$

q -удельный расход (на единицу ширины),

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

$$q = \frac{Q_{стр}}{nb} = \frac{265,207}{1 \cdot 5,4} = 49,1 \text{ м}^3/\text{с},$$

где n – количество донных отверстий строительного периода

b - ширина донного отверстия

$$h_{кр} = \left(\frac{1,1 \cdot 49,1^2}{9,81} \right)^{\frac{1}{3}} = 6,5 \text{ м}$$

Сравниваем $h_{п}$, $h_{кр}$. Так как $h_{п} = 5,8 < h_{кр} = 6,5 \text{ м}$, то водослив не подтоплен.

Находим напор на водосливе, используя 2 отверстия

$$H = \left(\frac{Q_{\text{стр}}}{m \cdot \varepsilon \cdot n \cdot b \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \text{ м} \quad (5.9)$$

$$H = \left(\frac{265,207}{0,3 \cdot 0,9 \cdot 2 \cdot 5,4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,5 \text{ м.}$$

$$\text{УВБ}(Q_{\text{стр}}) = \nabla \Pi \Gamma + H = 519,4 + 7,5 = 526,9 \text{ м.}$$

По плану определяем длины перемычек,
верховой $L_{\text{в}} = 66,4 \text{ м}$,
низовой $L_{\text{н}} = 47 \text{ м}$.

5.6 Определение отметок перемычек II очереди

$$\nabla \Gamma \text{В} \Pi_{\text{II оч}} = \text{УВБ}(Q_{\text{стр}}) + d = 526,9 + 2,5 = 529,4 \text{ м,}$$

$$\nabla \Gamma \text{Н} \Pi_{\text{II оч}} = \text{УНБ}(Q_{\text{стр}}) + \alpha = 521 + 1,5 = 522,5 \text{ м.}$$

При пропуске строительных расходов через «гребенку» достаточно двух пролетов с отметкой порога 519,4 м, поэтому выбираем пропуск расходов II очереди через «гребенку».

5.7 Закрытие «гребенки»

Когда необходимость в отверстиях «гребенки» отпадает, начинают ее закрывать.

Закрытие «гребенки» выполняем в 2 ступени. Сначала закрываем нечетные отверстия на 1 ступень, таким образом, чтобы суммарный расход через оставшиеся отверстия позволял пропустить фактический расход реки в момент закрытия. Далее аналогично закрываем четные отверстия на 2 ступень.

Расход через одно отверстие $Q_{1\text{отв}}$ определяем по формуле:

$$Q_{1\text{отв}} = m \cdot b \cdot \sqrt{2g} \cdot H^{3/2}, \quad (5.10)$$

где $H = \text{УВБ}(Q_{\text{стр}}) - \nabla \Pi \Gamma = 526,9 - 519,4 = 7,5 \text{ м}$.

$m = 0,3 - 0,35$;

b – ширина отверстий $b = 1 \cdot 5,4 = 5,4 \text{ м}$.

$$Q_{1\text{отв}} = 0,35 \cdot 5,4 \cdot 4,43 \cdot 7,5^{3/2} = 172 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$\text{Суммарный расход } Q_{\text{сум}} = n \cdot Q_{1\text{отв}} = 1 \cdot 344 = 344 \text{ м}^3/\text{с}$$

По гидрографу реки максимальные расходы 161 м³/с, следовательно гребенку можно на 1 ступень закрывать в любой месяц.

2 ступень:

$$H = \text{УВБ}(Q_{\text{стр}}) - \text{ВПГ1 ст} = 526,9 - (519,4 + 3) = 4,5 \text{ м.}$$

$$Q_{\text{отв}} = 0,35 \cdot 5,4 \cdot 4,43 \cdot 4,5^{3/2} = 80 \text{ м}^3/\text{с},$$

По гидрографу реки закрытие гребенки можно осуществить с января по март и с июля по декабрь. После этого начнется наполнение водохранилища.

5.8 Водоотлив

Площадь водоотлива определяем в программе AutoCAD: $S_{\text{вод}} = 8815 \text{ м}^2$.

$$W_{\text{вод}} = S_{\text{вод}} \cdot h_{\text{сж}} \cdot 2 = 8815 \cdot 5,2 \cdot 2 = 91676 \text{ м}^3.$$

Время откачки котлована

$$T = \frac{W_{\text{вод}}}{P \cdot n} = \frac{91676}{105 \cdot 2} = 458,38 \text{ ч} = 18,2 \text{ дней},$$

где $P \cdot n$ – объем который откачивают насосы

n – количество насосов, принимаем 2

Насос ЦНС 105-343 секционный горизонтальный

Интенсивность насоса:

$$J_{\phi} = \frac{h_{\text{ст}}}{T_{\text{сут}}} = \frac{5,2}{18,2} = 0,29 \text{ м/сут.}$$

Допустимая интенсивность откачки на начальном этапе / последующем (после уплотнения перемычек и откосов) составляет:

– для скальных и крупнозернистых грунтов -0,5-0,8м/сут / 1-1,5 м/сут.

5.9 Буровзрывные работы

Скальная порода имеет очень прочную структуру, и это является как её преимуществом, так и недостатком. С одной стороны, такой грунт может выдержать рекордное давление в 110 Мпа, с другой — он с трудом поддается обработке.

Буровзрывные работы должны обеспечивать:

1) достаточную степень и равномерность дробления горных пород;

2) нормальную проработку подошвы уступа без оставления порогов, затрудняющих работу экскаватора;

3) образование развала взорванной горной массы требуемой формы и размеров;

4) достаточный для бесперебойной работы экскаваторов объем взорванных пород;

5) высокую экономичность и безопасность работ.

Класс пород гранитов по трудности бурения $P_6 = 10$ относятся к труднобуримым породам.

Для класса пород $P_6 = 10$ принимаем модель бурового станка 5СБШ-200-36 с технической скоростью бурения $V_6 = 7,2$ м/ч.

Определяем производительность бурового станка.

Сменная производительность определяется:

$$P_{б.см} = \frac{T_{см}}{T_0 + T_в} \cdot K_{и.б}, \quad (5.11)$$

$$P_{б.см} = \frac{8}{0,14 + 0,02} \cdot 0,8 = 40,3 \text{ м/см},$$

где $T_{см} = 8$ ч – продолжительность смены, ч;

T_0 и $T_в$ – продолжительность основных и вспомогательных операций (20% от T_0), приходящихся на 1 м скважины, ч;

$K_{и.б}$ – коэффициент использования сменного времени

$$T_0 = \frac{1}{V_6} = \frac{1}{7,2} = 0,14 \text{ ч.}$$

Станки роторно-шарошечного бурения СБШ снабжены автономными компрессорами.

Электроснабжение станков осуществляется переменным током 380 В от передвижных трансформаторных подстанций.

Определяем длину буровой скважины

Назначаем сетку бурения скважин по аналогу 4×4 м.

$$L_{скв} = H_{уст} + h_{п} = 8 + 2 = 10 \text{ м},$$

где $h_{п} = 10 \cdot d_{скв} = 10 \cdot 200 = 2000 \text{ мм} = 2 \text{ м}$,

$$H_{уст} = 6 - 10 \text{ м.}$$

Объем грунта, приходящийся на одну скважину $W_{скв} = 16 \cdot 10 = 160 \text{ м}^3$

Объёмы земляных работ рассчитываем с помощью программы Автокад по Генплану $W_3 = 38963,28 \text{ м}^3$. С учетом 40% на дорожные работы, окончательно принимаем $W_3 = 38963,28 + 0,4 \cdot 38963,28 = 54549 \text{ м}^3$

Количество скважин

$$N = \frac{W_3}{W_{\text{СКВ}}} = \frac{54549}{160} = 341 \text{ штук.}$$

Определяем объем буровых работ в пм

$$W_{\text{б.р.}} = N \cdot L_{\text{СКВ}} = 341 \cdot 10 = 3410 \text{ м,}$$

$$T_{\text{б.р.}} = \frac{W_{\text{б.р.}}}{\text{П}_{\text{б.см}}} = \frac{3410}{40,3} = 85 \text{ смен,}$$

$$\frac{85}{1} \div 21 = 4 \text{ мес (при 1 – о сменной работе).}$$

5.10 Земляные работы

Исходя из объема земляных работ, принимаем экскаватор ЭО–5126 с характеристиками, приведенными в Таблице

Экскаватор ЭО-5126 — гидравлическая универсальная полноповоротная спецтехника, предназначенная для разработки немёрзлого грунта категории I – IV и разрыхлённых скальных пород (куски не больше 500 мм). Характеристики экскаватора представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Характеристики ЭО–5126

Наименование	Значение
Емкость ковша, м^3	1,4
Наибольший радиус копания, м	9,5
Наибольшая высота копания, м	6
Продолжительность рабочего цикла, с	20

5.10.1 Расчет производительности экскаватора одноковшового

При изучении и совершенствовании рабочего процесса машины главной целью является повышение ее производительности. Различают конструктивную (теоретическую), техническую и эксплуатационную производительностью.

Теоретическая производительность:

$$P_K = 3600 \cdot \frac{q}{t_{\text{ц}}}, \quad (5.12)$$

$$P_K = 3600 \cdot \frac{1,4}{20} = 252 \text{ м}^3/\text{ч},$$

где q – вместимость ковша, м^3 ;

$t_{\text{ц}}$ – минимальная продолжительность рабочего цикла при заданных условиях работы, с.

Техническая производительность:

$$P_T = 3600 \cdot \frac{q \cdot K_H}{t_{\text{ц}} \cdot K_P}, \quad (5.13)$$

$$P_T = 3600 \cdot \frac{1,4 \cdot 0,85}{20 \cdot 1,5} = 142,8 \text{ м}^3/\text{ч},$$

где $K_H = 0,85$ – коэффициент наполнения ковша;

$K_P = 1,5$ – коэффициент наполнения ковша.

Эксплуатационная производительность:

$$P_{\text{Э}} = P_T \cdot T_p \cdot K_B = 142,8 \cdot 1 \cdot 0,8 = 114,24 \text{ м}^3/\text{ч},$$

где $T_p = 1$ – длительность периода работы;

$K_B = 0,8$ – коэффициент использования машины по времени за соответствующий период;

Время экскавации при выполнении работ в одну смену одним экскаватором:

$$T_{\text{Э}} = \frac{W_{\text{Э}}}{P_{\text{Э}}} = \frac{54549}{114,24} = 478 \text{ час} = 2,84 \text{ мес},$$

Интенсивность экскавации составит:

$$J_{\text{Экс}} = \frac{T}{W} = \frac{2,84}{54549} = 0,00005 \text{ мес}/\text{м}^3.$$

5.11 Определение необходимого количества транспорта

Максимальный объем выемки произойдет, в том случае, если экскаватор будет постоянно работать. Поэтому для обеспечения бесперебойной подачи транспорта необходимо, чтобы за время пока загруженный транспорт доедет до места выгрузки, выгрузит и вернется к экскаватору, экскаватор должен загрузить другие единицы транспорта.

Время погрузки грунта экскаватором в автотранспорт:

$$T = (m - 1) \cdot T_{\text{п}}, \quad (5.14)$$

где m – количество единиц транспорта на 1 экскаватор;
 T_{Π} – время погрузки на 1 машину, м²

$$T_{\Pi} = \frac{W_c}{\Pi_3} = \frac{7}{114,24} = 0,06 \text{ час ,}$$

где W_c – емкость кузова самосвала.

Так как емкость ковша 1,4 м³, емкость кузова самосвала $W_c = 5 \cdot 1,4 = 7 \text{ м}^3$. Грузоподъемностью $7 \cdot 2,8 \text{ т/м}^3$ (граниты) = 19,6 тн. Подходит самосвал КАМАЗ 6520, с характеристиками:

Грузоподъемность 20 тонн;

Вместимость кузова 20 м³.

Отвал находится на расстоянии 4 км, средняя скорость движения 90 км/ч (из справочника).

Количество единиц транспорта на 1 экскаватор определяем из формулы:

$$(m - 1) \cdot T_{\Pi} = \frac{L_1}{V_1} + \frac{L_2}{V_2} + T_p + T_3, \quad (5.15)$$

$$(m - 1) \cdot 0,06 = \frac{4}{90} + \frac{4}{90} + 0,011 + 0,2,$$

$$(m - 1) = 5 \text{ ед. тр. , следовательно } m = 6 \text{ единиц транспорта.}$$

5.12 Производство бетонных работ

Цикл бетонных работ состоит из:

– Вспомогательных работ: опалубочные и арматурные работы.

– Основных работ: приготовление бетонной смеси, транспорт бетонной смеси (горизонтальный и вертикальный), подготовка блока к бетонированию, укладка и уплотнение бетонной смеси, уход за бетоном и контроль качества бетонных работ.

5.12.1 Приготовление бетонной смеси

Приготовление бетонной смеси осуществляется на бетонном заводе, принимаем бетонный завод «Стандарт 15», который находится в 3 км от производимых работ. Технические характеристики бетонного завода указаны в таблице 5.3.

Таблица 5.3. Технические характеристики бетонного завода «Стандарт 15»

Характеристики	
Производительность, м ³ /ч	10 – 15
Объем по загрузке бетона, л.	750
Объем готового замеса бетона, л.	500

Окончание таблицы 5.3

Характеристики	
Объём готового замеса раствора, л.	600
Способ дозирования	автоматический
Принцип действия	циклический
Тип пульта управления	полуавтоматический
Компоновка	горизонтальная
Хранение цемента	в силосах
Хранение заполнителей	в бункерах
Тип дозаторов	автоматизированные
Тип бетоносмесителей	гравитационного перемешивания

5.12.2 Опалубочные работы

Опалубка – это временная конструкция, которой ограждается бетонированный блок и в которую укладывают бетонную смесь.

Тип опалубки – щитовая, деревометаллическая.

Тип крепления – тяжи к анкерам внутри блока.

Определяем площадь опалубываемой поверхности S , в m^2

$$S = W_{бет} \cdot K_{оп} = 461023 \text{ м}^3,$$

где $W_{бет}, m^3$ – объём бетона внутри опалубываемой поверхности S ;

$K_{оп}$ – коэффициент опалубываемой поверхности в m^2/m^3 ;

$$K_{оп} = 1 \text{ м}^2/\text{м}^3.$$

Объём бетонирования:

1) Объём бетонирования здания ГЭС и Маш.Зала, $W_{з.ГЭС} = 15952 \text{ м}^3$;

2) Объём бетонирования глухих и водосливной плотин сооружений, $W_{б.с} = 442795 \text{ м}^3$;

3) Объём бетонирования водобоя, $W_{водобой} = 1088 \text{ м}^3$;

4) Объём бетонирования водоприёмника $W_{водоприёмник} = 1188 \text{ м}^3$;

5) Суммарный объём бетонных работ, $W_{бет} = 461023 \text{ м}^3$.

Объёмы определялись в программном комплексе AutoCAD.

Количество машино-часов для установки и разборки деревянной крупнопанельной щитовой опалубки при подаче кранами башенными бетоноукладочными 10-25 т определяем по ГЭСН 37-01-015-01 – 18,76 маш/ч на 100 м^2 опалубываемой поверхности.

$$T_{опалубки} = \frac{18,76 \cdot W_{бет}}{100}, \quad (5.16)$$

$$T_{опалубки} = \frac{18,76 \cdot 461023}{100} = 86488 \text{ маш. час.}$$

5.12.3 Арматурные работы

Необходимое количество арматуры принимаем по коэффициенту армирования $\mu = 20$ кг/м³ (средний для массивных и здания ГЭС), далее вычисляем количество арматуры на объем бетона:

$$W_{\text{арм}} = W_{\text{бет}} \cdot \mu = 461023 \cdot 20 = 9220460 \text{ кг} = 9220 \text{ тонны.}$$

Количество машино-часов для установки кранами башенными бетоноукладочными: 10-25 т армокаркасов и армоферм массой до 5 т, определяем по ГЭСН 37-01-027-02 – 413,26 маш/ч на 100 т арматуры.

$$T_{\text{армир}} = \frac{75,21 \cdot W_{\text{арм}}}{100} = \frac{413,26 \cdot 9220}{100} = 38103 \text{ маш/ч.}$$

5.12.4 Бетонные работы

Для выполнения бетонных работ был подобран кран КБГС-450 грузоподъемностью 10-25 тн. Его технические характеристики, приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Характеристики крана КБГС–450

Показатели крана КБГС–450	
Наибольший вылет крюка, м	40,0
Наименьший вылет крюка, м	7,0
Грузоподъемность, т	18,0
Грузоподъемность при наибольшем вылете, т	10,0
Грузоподъемность при наименьшем вылете, т	25,0
Высота подъема крюка, м	45,0
Скорость передвижения грузовой тележки, м/мин	30,0
Скорость поворота стрелы, об/мин	0,4
Скорость передвижения крана, м/мин	9,0

Для строительства бетонной плотины Урухского гидроузла применяется схема 1, с размещением бетоноукладочных кранов на отметках дна котлована. Используется при возведении невысоких сооружений до 35-40 м, либо в начале строительства, когда большие площади бетона, а высота еще небольшая.

5.12.5 Вибрирование

Подачи бетонной смеси в блоки бетонирования выполняется бетоноукладочными башенными кранами КБГС–450 с размещением их на поверхности котлована земли.

Количество машино-часов для укладки бетонной смеси в блок кранами КБГС-450 определяем по ГЭСН 37-01-002-01 «Укладка бетонной смеси кранами башенными бетоноукладочными: 10-25 т в железобетонные блоки высотой до 5 м» - 10,26 маш/ч на 100 м³ бетона.

$$T_{\text{бетонир}} = \frac{10,26 \cdot W_{\text{бет}}}{100} = \frac{10,26 \cdot 461023}{100} = 47300 \text{ маш/ч.}$$

Количество машино-часов для вибрирования бетонной смеси определяем по ГЭСН 37-01-002-01 «Укладка бетонной смеси кранами башенными бетоноукладочными: 10-25 т в железобетонные блоки высотой до 5 м» – 28,68 маш/ч на 100 м³ бетона.

$$T_{\text{вибрир}} = \frac{28,68 \cdot W_{\text{бет}}}{100} = \frac{28,68 \cdot 461023}{100} = 132223 \text{ маш/ч.}$$

Для данного сооружения целесообразно принять схему с размещения бетоноукладочных кранов непосредственно на поверхности земли.

Суммарное количество машино-часов на весь цикл бетонных работ составляет:

$$\sum T_{\text{бет.раб}} = T_{\text{опалубки}} + T_{\text{армир}} + T_{\text{бетонир}} + T_{\text{вибрир}}, \quad (5.17)$$

$$\sum T_{\text{бет.раб}} = 86488 + 38103 + 47300 + 132223 = 269814 \text{ маш/ч.}$$

Интенсивность производства бетонных работ:

$$J_{\text{бет}} = \frac{\sum T_{\text{бет.раб}}}{W_{\text{бет}}} = \frac{269814}{461023} = 0,59 \text{ маш. ч/м}^3.$$

5.13 Состав мероприятий по подготовке блоков к бетонированию

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

- Установка опалубки (деревянную крупнопанельную щитовую, плоскую с деревянными фермами - подкосами) и заделка щелей;
- Установка и зачистка проектных арматурных конструкций;
- Установка закладных частей для различного оборудования;
- Установка контрольно-измерительной аппаратуры;
- Подготовка площадок и оборудования для приема бетонной смеси;
- Подготовка поверхностей оснований блоков;
- Приемка блоков к бетонированию;

– Проверка готовности транспорта и подачи бетонной смеси в блок и их соответствия проектным условиям.

5.14 Подготовка оснований блоков

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

Подготовка поверхности ранее уложенного бетона предусматривает:

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

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

5.15 Уплотнение бетонной смеси

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

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

Виброуплотнение заключается в передаче бетонной смеси механических колебаний от источника этих колебаний - вибратора. Процесс виброуплотнения сводится к разрушению первоначальной структуры укладываемой смеси (трехфазной) и в переводе ее в разжиженное состояние (пластично-вязкое течение), при которой смесь подчиняется действию силы тяжести, растекается, занимая всю возможную форму, уплотняется и приобретает более устойчивую, плотную (приближающуюся к двухфазной) структуру. При этом зерна заполнителя перемещаются в результате чего достигается заполнение

межзернового пространства цементным тестом с одновременным вытеснением воздуха, отделением части воды на поверхность уплотняемой смеси. Таким образом, вибрирование позволяет уменьшить содержание воздуха и повысить плотность и прочность бетона.

5.16 Уход за бетоном

При производстве бетонных работ обязательен комплекс мер по уходу за уложенным бетоном, обеспечивающий (СП 435.1325800.2018 «Конструкции бетонные и железобетонные гидротехнических сооружений. Правила производства и приемки работ»):

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

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

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

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

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

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

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

В осеннее и весеннее время года, когда среднесуточная температура наружного воздуха составляет около 5°С и возможны заморозки, влажностный уход за бетоном следует заменять укрытием паро- или гидроизоляционными

материалами (полиэтиленовая пленка, ПВХ, толь и т. п.); при необходимости поверх них устраивается теплоизоляционный слой.

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

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

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

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

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

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

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

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

5.17 Контроль качества бетонных работ

Контроль качества конструкций должен устанавливать соответствие технических показателей конструкций при их изготовлении, возведении и эксплуатации, а также параметров технологических режимов производства показателям, указанным в проекте, нормативных документах и в технологической документации (СНиП 12-01, ГОСТ 4.250).

Контроль прочности бетона следует производить, как правило, по результатам испытания специально изготовленных или отобранных из конструкции контрольных образцов (ГОСТ 10180, ГОСТ 28570).

Контроль показателей качества арматуры (входной контроль) следует производить в соответствии с требованиями стандартов на арматуру и норм оформления актов оценки качества железобетонных изделий.

Оценку пригодности конструкций по прочности, трещиностойкости и деформативности (эксплуатационной пригодности) следует производить по указаниям ГОСТ 8829 путем пробного нагружения конструкции контрольной нагрузкой или путем выборочного испытания нагружением до разрушения отдельных сборных изделий, взятых из партии однотипных конструкций.

Оценку пригодности конструкции можно также производить на основе результатов контроля комплекса единичных показателей (для сборных и монолитных конструкций), характеризующих прочность бетона, толщину защитного слоя, геометрические размеры сечений и конструкций, расположение арматуры и прочность сварных соединений, диаметр и механические свойства арматуры, основные размеры арматурных изделий и величину натяжения арматуры, получаемых в процессе входного, операционного и приемочного контроля.

5.18 II этап – перекрытие русла

Основные работы II этапа:

- Предварительное стеснение русла перемычками;
- Разборка низовой перемычки I очереди и затопление котлована;
- Разборка верховой перемычки I очереди (расходы пропускаются через недостроенный водосброс – «гребенку»);
- Закрытие прорана для перекрытия реки.

Конструкции перемычек II очереди, технологию возведения, механизмы и транспорт принимаем аналогичными, как для перемычек I очереди.

5.19 III этап – возведение сооружений в котловане II очереди и наращивание по всему напорному фронту для начала наполнения водохранилища

Основные работы III этапа (котлован II очереди):

- Наращивание перемычек II очереди;
- Откачка воды и водопонижение в котловане II очереди;
- Земельно-скальные работы с применением БВР;
- Возведение глухой левобережной бетонной плотины до отм. 530,4 м;
- Наращивание правобережной и водосливной плотины до отметки 542,4 м;

Все работы: водоотлив, БВР, выемка грунтов, бетонные работы по котловану II очереди выполняются аналогично, как в котловане I очереди с применением тех же технологий, механизмов и транспорта.

5.20 IV этап – возведение сооружений в котловане II очереди и наращивание по всему напорному фронту для начала наполнения водохранилища

- Разборка перемычек II очереди;
- Наращивание бетонных сооружений (левобережная и правобережная глухие плотины, водосливная плотина) до отметки 552,4 м;
- Устройство цементационной завесы;

- Бурение дренажных скважин в основании плотины;
- Омоноличивание швов;
- Пуск первого гидроагрегата и последующих ГА.

5.21 Перемычки I очереди

Технология возведения перемычки

Возведение плотин, дамб, насыпей способом отсыпки грунта в воду; в естественных прудах и водоемах.

Согласно ТЭР 36 по ГЭСН 36-01-004-01 расход работ составляет 14,08 маш·ч. Единица измерения 1000 м³ грунта.

Состав работ:

- Устройство дамб-обвалований для прудков.
- Перемещение выгруженного из автосамосвалов грунта под откос в воду.
- Устройство и содержание въездов, съездов и проездов по насыпи.
- Очистка кузовов транспортных средств при выгрузке глинистых грунтов.

Объем работ:

$$W = (S_{в.п} \cdot L_{в.п}) + (S_{н.п} \cdot L_{н.п}) + (S_{п.п} \cdot L_{п.п}), \quad (5.18)$$

$$W = (123,8 \cdot 38,6) + (94,3 \cdot 75,9) + (123,8 \cdot 119,6) = 26742,53 \text{ м}^3,$$

Время возведения перемычек:

$$T = \frac{14,08 \cdot W}{1000} = \frac{14,08 \cdot 26742,53}{1000} = 376,5 \text{ часов},$$

Интенсивность работ:

$$J = \frac{T}{W} = \frac{376,5}{26742,53} = 0,014 \frac{\text{ч}}{\text{м}^3},$$

$$J_{\text{бет}} = \frac{\sum T_{\text{бет.раб}}}{W_{\text{бет}}} = \frac{269814}{461023} = 0,59 \text{ маш.} \frac{\text{ч}}{\text{м}^3},$$

$$J_{\text{экс}} = \frac{T}{W} = \frac{2,84}{54549} = 0,00005 \text{ мес/м}^3.$$

5.22 Технология возведение деривационного канала

Технология возведения работ деривационного канала аналогична производству работ по выемке, применение БВР и экскавации.

– Земляные работы:

Площадь живого сечения:

$$\omega = \frac{Q_{\text{ГЭС}}}{v} = \frac{223}{3} = 74,3 \text{ м}^2,$$

где $Q_{\text{ГЭС}} = 223 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход ГЭС

v – скорость через живое сечение канала.

Объем выемки составит:

$$V = \omega \cdot L = 74,3 \cdot 6000 = 445800 \text{ м}^3,$$

где L – длина канала, м

Интенсивность земляных работ:

$$J_{\text{экс}} = 0,00005 \text{ мес}/\text{м}^3.$$

– Буровзрывные работы

Количество скважин:

$$N = \frac{W_{\text{общ}}}{W_{\text{СКВ}}} = \frac{445800}{160} = 2787 \text{ штук.}$$

Определяем объем буровых работ в пм

$$W_{\text{б.р.}} = N \cdot L_{\text{СКВ}} = 2787 \cdot 10 = 27870 \text{ м},$$

$$T_{\text{б.р.}} = \frac{W_{\text{б.р.}}}{\Pi_{\text{б.см}}} = \frac{27870}{40,3} = 692 \text{ смен} = 33 \text{ мес.}$$

– Интенсивность

$$J = \frac{T}{W_{\text{б.р.}}} = \frac{33}{27870} = 0,001 \frac{\text{мес}}{\text{м}^3}.$$

– Крепление канала

Принимаем толщину бетонирования 0,1 м (т.к. не суровые климатические условия, зимой вода в канале не замерзает), тогда объем бетонирования:

$$W_{\text{бет}} = L \cdot \omega_{\text{бет}} = 6000 \cdot 25 \cdot 0,1 = 15000 \text{ м}^3,$$

где $\omega_{\text{бет}}$ – объем бетона на 1 пм.

Для бетонирования канала выбираем бетононасосы СБ 207 А с производительностью 20 м³/ч

Бетонные работы

$$T_{\text{бет}} = \frac{W_{\text{бет}}}{\Pi} = \frac{150000}{20} = 7500 \text{ ч.}$$

Опалубочные работы

$$T_{\text{опалубки}} = \frac{18,76 \cdot W_{\text{бет}}}{100} = \frac{18,76 \cdot 15000}{100} = 28140 \frac{\text{маш}}{\text{ч}}.$$

Арматурные работы

Количество арматуры:

$$W_{\text{арм}} = W_{\text{бет}} \cdot \mu = 150000 \cdot 20 = 3000000 \text{ кг} = 3000 \text{ т,}$$

где W - объём бетона внутри площади опалубливаемой поверхности;
 μ - коэффициент армирования, кг/м³.

$$T_{\text{армир}} = \frac{75,21 \cdot W_{\text{арм}}}{100} = \frac{75,21 \cdot 3000}{100} = 2256,3 \frac{\text{маш}}{\text{ч}}.$$

Работы по вибрированию

$$T_{\text{вибрир}} = \frac{28,68 \cdot W_{\text{бет}}}{100} = \frac{28,68 \cdot 150000}{100} = 43020 \frac{\text{маш}}{\text{ч}}.$$

Суммарное количество машино-часов на весь цикл бетонных работ составляет:

$$\Sigma T_{\text{бет.раб}} = T_{\text{бет}} + T_{\text{опалубки}} + T_{\text{армир}} + T_{\text{вибрир}}, \quad (5.19)$$

$$\Sigma T_{\text{бет.раб}} = 7500 + 28140 + 2256,3 + 43020 = 80916,3 \frac{\text{маш}}{\text{ч}} = 481,7 \text{ мес.}$$

Интенсивность производства бетонных работ:

$$J_{\text{бет облицовки канала}} = \frac{\Sigma T_{\text{бет.раб}}}{W_{\text{бет}}} = \frac{481,7}{15000} = 0,032 \frac{\text{мес}}{\text{м}^3},$$

$$J_{\text{насыпь перемычек}} = \frac{T}{W} = \frac{376,5}{26742,53} = 0,014 \frac{\text{ч}}{\text{м}^3},$$

$$J_{\text{бет}} = \frac{\sum T_{\text{бет.раб}}}{W_{\text{бет}}} = \frac{269814}{461023} = 0,59 \text{ маш. ч/м}^3.$$

$$J_{\text{экс}} = \frac{T}{W} = \frac{2,84}{54549} = 0,00005 \text{ мес/м}^3.$$

Расчитанные объемы работ сведены в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Ведомость объемов работ

№ этапа	Наименование сооружений	Наименование работ	Ед.изм.	Количество	Время, мес.	Примечание
Верхний узел						
I	Перемычки I очереди	насыпь	м ³	26742,53	2,2	1 смена 1 механизм
I	Котлован I очереди	Выемка	м ³	55006	2,8	1 смена 1 механизм
I	Водосливная плотина, водобой и рисберма	Бетонные работы	м ³	17040	60	1 смена 1 кран
I	Правобережная глухая плотина до отм. 530,4м	Бетонные работы	м ³	8145	29	1 смена 1 кран
I – IV	Деривационный канал	Выемка	м ³	445800	22	1 смена 1 механизм
I – IV	Облицовка деривационного канала	Бетонные работы	м ³	15000	48	1 смена 1 механизм
II	Перекрытие русла					
II	Перемычки II очереди	насыпь	м ³	13011,3	1,1	1 смена 1 механизм
III	Котлован II очереди	выемка	м ³	36670	1,8	1 смена 1 механизм
III	Возведение глухой левобережной бетонной плотины до отм. 530,4 м	Бетонные работы	м ³	7440	26	1 смена 1 кран
III	Наращивание правобережной и водосливной плотины до отметки 542,4 м	Бетонные работы	м ³	8281	29,1	1 смена 1 кран
IV	Наращивание бетонных сооружений до отметки 552,4 м	Бетонные работы	м ³	94131	330	1 смена 1 кран

Окончание таблицы 5.5

№ этапа	Наименование сооружений	Наименование работ	Ед.изм.	Количество	Время, мес.	Примечание
Верхний узел						
IV	Водоприемник	Бетонные работы	м ³	1188	4,2	1 смена 1 кран
Нижний узел						
I	Котлован нижнего узла	Выемка	м ³	21696	1,1	1 смена 1 механизм
I	Здание ГЭС, напорный бассейн, бассейн суточного регулирования	Бетонные работы	м ³	32892	116	1 смена 1 кран

5.23 Заключение по результатам проектирования

Строительство Урухской ГЭС состоит из трех периодов:

- Подготовительный;
- Основной;
- Заключительный.

Подготовительный период включает в себя устройство автодорог и временных ЛЭП, а так же строительство производственной базы и бетонного завода «Стандарт 15». По каждому виду работ подобрана технология и механизмы, а также время работ, что позволило составить календарный график. По календарному графику была определена продолжительность периода строительства, который составляет 5 лет и 6 месяцев.

6 Охрана окружающей среды

6.1 Общие сведения о районе строительства

Река Урух не имеет источников промышленных сбросов. Физические и химические показатели удовлетворительные и изменяются в пределах допустимых норм рыбохозяйственных водоемах. Имеет воду малой минерализации и «средней жесткости» (3,0-3,1 мг-экв/ дм³).

Растительный и животный мир в районе Урусского гидроузла достаточно богат, так как в районе достаточно мягкий климат и преобладание солнечных дней.

В районе гидроузла есть много эндемиков, которые принадлежат только Кабардино-Балкарии. К ним следует отнести кавказскую чернику, которая достигает трех метров высоты; многолетний прицветниковый маяк с ярко-пурпурными цветами до 20 см в диаметре; шиповник Коса; одноцветковая декоративная примула лескенская и т.д. Большой практический интерес представляют лекарственные и витаминные растения.

Водные биологические ресурсы реки Урух на участке строительства Урухской ГЭС представлены следующими видами: лосось каспийский и форель, а также усач терский, амур белый и толстолобик. Богат и мир земноводных, пресмыкающихся и насекомых.

6.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

Для недопущения загрязнения окружающей среды на территории временных поселков и стройбаз выполняется система канализации с обработкой стоков на очистных сооружениях.

При подготовке зоны водохранилища, включая снятие плодородного слоя почвы, выполнении земляных работ по устройству дорог, дамб и других сооружений необходимо предусматривать мероприятия по недопущению образования очагов синантропной (сорной) флоры, а в случае их обнаружения следует перепахивать такие участки и засеивать видами, препятствующими их развитию.

Также в мероприятия по подготовке зоны водохранилища входит вырубка лесов. Она составит около 2 га. Кроме того, так как ГЭС деривационная, будут проводиться работы по созданию деривационного канала, что также повлечет за собой очистку территории от деревьев, она составит около 1 га леса.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При создании водохранилищ предусматривается организация водоохранной зоны, на территории которой планируются защитные лесонасаждения и лесовосстановительные мероприятия.

В пределах водоохранных устанавливаются прибрежные защитные полосы, на территориях которых вводятся дополнительные ограничения хозяйственной и иной деятельности.

В границах водоохранных зон допускаются проектирование, строительство, реконструкция, ввод в эксплуатацию, эксплуатация хозяйственных и иных объектов при условии оборудования таких объектов сооружениями, обеспечивающими охрану водных объектов от загрязнения, засорения и истощения вод.

К моменту завершения строительства должны быть проведены рекультивация нарушенных земель и озеленение территории.

6.3 Отходы, образующиеся при строительстве

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

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 82220101215

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, m, \quad (6.1)$$

где N – объем бетонных работ, м³ (461023 м³);
 q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);
 ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{461023 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 2074604. \quad (6.2)$$

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

Код отходов по ФККО – 2014 46101001205

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, m \quad (6.3)$$

где N – количество арматуры, т (9220 т);
 q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);
 ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{9220 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 184,4. \quad (6.4)$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 2074604 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 184,4 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.

6.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

Гидротехнические сооружения должны эксплуатироваться с соблюдением требования законодательства Российской Федерации об охране окружающей среды.

В целях контроля и современного предотвращения загрязнений окружающей среды на ГЭС необходимо организовать наблюдения за:

- протечками и утечками технологических масел;
- качеством сбрасываемой после использования технологической воды;
- качеством сбрасываемых сточных вод.

При эксплуатации технологического оборудования гидроэнергетического объекта для недопущения негативных воздействий на окружающую природную среду используются конструкции и системы, практически исключающие попадание в воду турбинного и трансформаторного масла через уплотнения в процессе работы гидроагрегата, в случае сброса водомасляной смеси в аварийной ситуации при тушении пожара на трансформаторе и др.

Рациональное использование природных ресурсов водохранилищ также существенно зависит от хозяйственной деятельности, природоохранных мероприятий на водосборной площади выше водохранилища, включая условия водопользования, землепользования, вырубку лесов, сброс неочищенных сточных вод и др., что может привести к ухудшению качества воды, ускорению заилению водохранилища.

7 Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда

7.1 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность объекта обеспечивается системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Системы пожарной безопасности характеризуются уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учётом всех стадий жизненного цикла объектов и выполнять одну из следующих задач:

- исключать возникновение пожара;
- обеспечивать пожарную безопасность людей;
- обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей;
- обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно.

Объекты должны иметь системы пожарной безопасности, направленные на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их вторичных проявлений, на требуемом уровне.

ГЭС оборудуются установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя ГЭС.

Руководитель ГЭС обязан:

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

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

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

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

В организации распределены зоны технического обслуживания, назначены ответственные лица для надзора и поддержания исправного состояния и содержания в постоянной готовности всех средств пожаротушения. Ведётся учёт наличия и состояния первичных средств пожаротушения в специальном журнале произвольной формы.

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.

7.2 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим государственным и отраслевым нормативным правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда являются создания безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков, которые обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

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

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: служба охраны труда и производственного контроля, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь соответствующую данной работе группу по электробезопасности.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда. Рабочие места должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГЭС и самих ГЭС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой деятельности, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

8 Технико – экономическое обоснование

8.1 Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике.

Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2029	2030	2031	2032	2033
Установленная мощность	МВт	131	131	131	131	131
Число часов использования установленной мощности	Часы	5760	5760	5760	5760	5760
Выработка электроэнергии	МВт*ч	62899,2	62899,2	62899,2	62899,2	62899,2
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	1257,98	1257,98	1257,98	1257,98	1257,98
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	61641,22	61641,22	61641,22	61641,22	61641,22
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1775,28	1792,96	1809,6	1825,2	1841,8
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	109,4	110,5	111,5	112,5	113,5
НДС к выручке	млн.руб	16,7	16,9	17,01	17,2	17,3

График выручки от продажи электроэнергии представлен на рисунке 8.1.

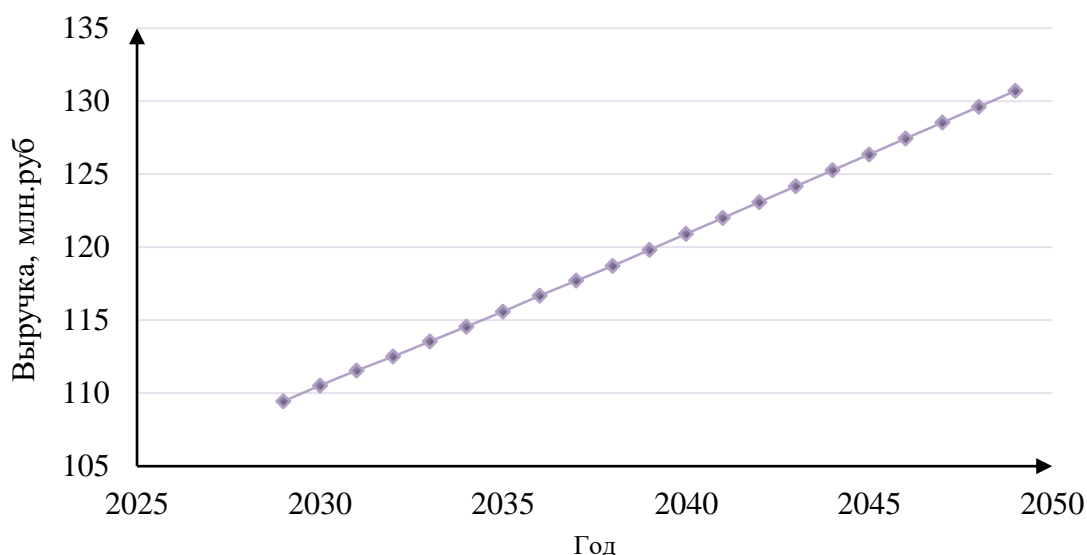


Рисунок 8.1 – График выручки от продажи электроэнергии, млн. руб.

Вывод: В связи с ростом тарифов на электроэнергию выручка растет.

8.1.2 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 ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;

- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	777,3	101,86
Прочие	493,6	64,68
Итого по ГЭС		166,54

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт,

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
5-9	0,09
10-15	0,14
Свыше 15	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
АО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	17,74
АО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/Мвт*ч	1,24
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт*ч	0,36
Итого		19,34

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Урух составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2029	2030	2031	2032	2033
Амортизационные отчисления, млн.руб.	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4
Расходы на страхование, млн.руб.	16,9	16,4	15,9	15,5	15,1
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	166,5	166,5	166,5	166,5	166,5
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,58	1,54	1,5	1,46	1,41
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3
Налог на воду, млн.руб.	5,28	5,43	5,43	5,43	5,43
Итого, млн.руб.	255,98	255,65	255,16	254,67	254,19

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.2).

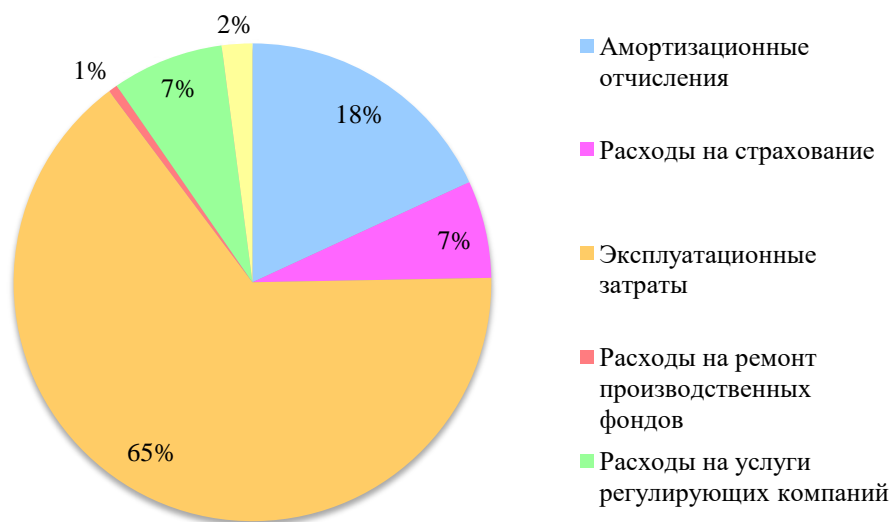


Рисунок 8.2– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Вывод: Основные затраты идут на эксплуатационные расходы и амортизационные отчисления.

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2033	2034	2035	2036	2037
Налог на прибыль, млн.руб.	333,1	336,4	339,8	343,4	346,8
НДС, млн.руб.	356,7	359,8	363,0	366,4	369,6
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
Налог на имущество, млн.руб.	34,9	33,8	32,8	31,8	30,8
Итого, млн.руб.	2764,7	2771,2	2777,8	2784,7	2791,3

Вывод: существенный отток денежных средств после завершения строительства ГЭС будет по налогу на прибыль, так как выработка электроэнергии станции растет, а также налог на добавленную стоимость.

8.2 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 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2033	2034	2035	2036	2037
Выручка (нетто), млн.руб.	1784,6	1800,5	1816,5	1833,4	1849,3
Текущие расходы, млн.руб.	254,2	253,7	253,2	252,7	252,9
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1779,2	1795,1	1811,0	1827,9	1843,9

Окончание таблицы 8.7

Наименование	Год реализации проекта				
	2033	2034	2035	2036	2037
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	333,4	336,8	340,2	343,7	347,1
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1333,5	1347,1	1360,6	1375,0	1388,5
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

Чистая прибыль показана на графике на рисунке 8.3.

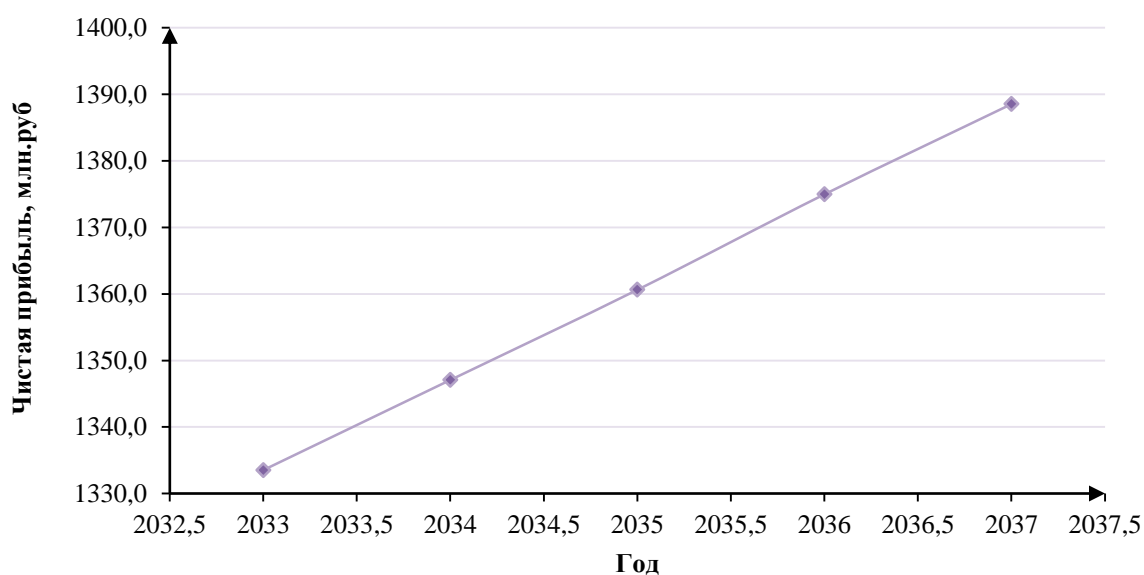


Рисунок 8.3 – График чистой прибыли

Вывод: Каждый год чистая прибыль увеличивается, так как увеличивается выдаваемая мощность ГЭС.

На рисунке 8.4 изображен график реализации проекта по годам.

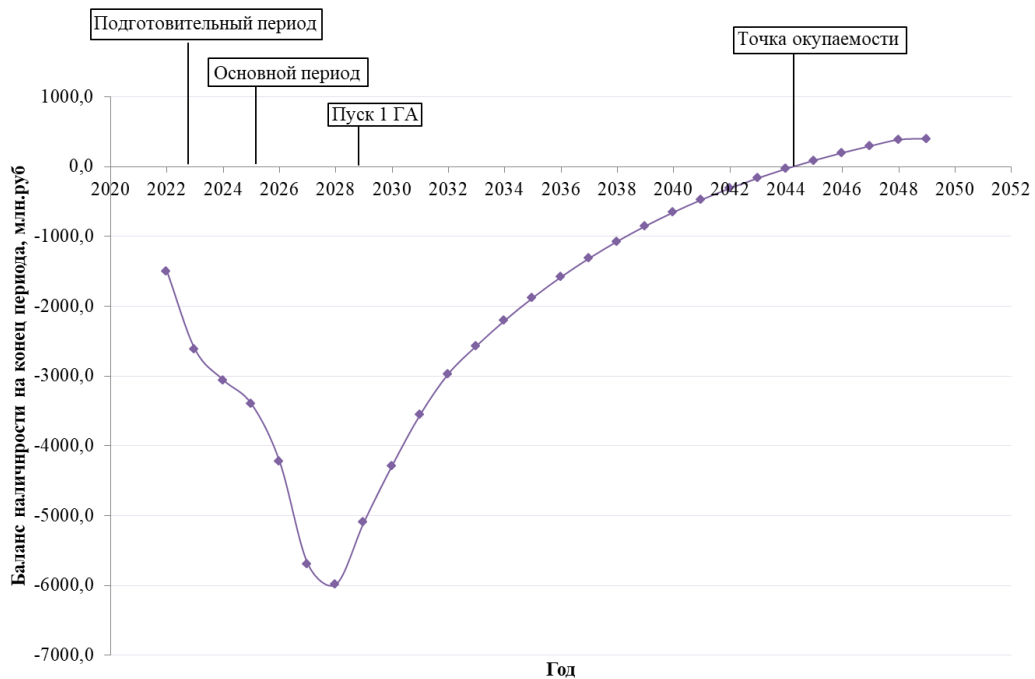


Рисунок 8.4 – График с указанием лет реализации проекта.

Вывод: После запуска первого агрегата начинается выработка электроэнергии, что влечет за собой получение прибыли. С пусками последующих агрегатов выработка будет повышаться, также будет рост тарифов на электроэнергию и мощность, станция начинает окупаться после 2044 года.

8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

8.3.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

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 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «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.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Урухской ГЭС составляет 39 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2022 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Урухской ГЭС на реке Урух»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	237
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	401,4
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,07
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	12,33
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,35
Удельные капиталовложения, руб/Квт	971,05

Вывод: Анализируя данные таблицы проект можно считать целесообразным.

8.3.3 Коммерческая 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 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029
В федеральный бюджет, млн.руб	7,1	7,1	7,1	9,5	12,4
В региональный бюджет, млн.руб	25,4	31,1	34,0	45,0	40,7
Итого налоговых поступлений, млн.руб	32,5	38,1	41,1	54,5	53,0

Вывод: Проект кроме коммерческой эффективности приносит еще и бюджетную эффективность. В данной таблице представлены поступления в федеральный и региональный бюджет на начальном этапе эксплуатации, в дальнейшем поступления будут увеличиваться.

8.4 Анализ чувствительности

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) Объема инвестиций;
- б) Цена сбыта;
- в) Ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно. Изменение объемов инвестиций представлено на рисунке 8.5.

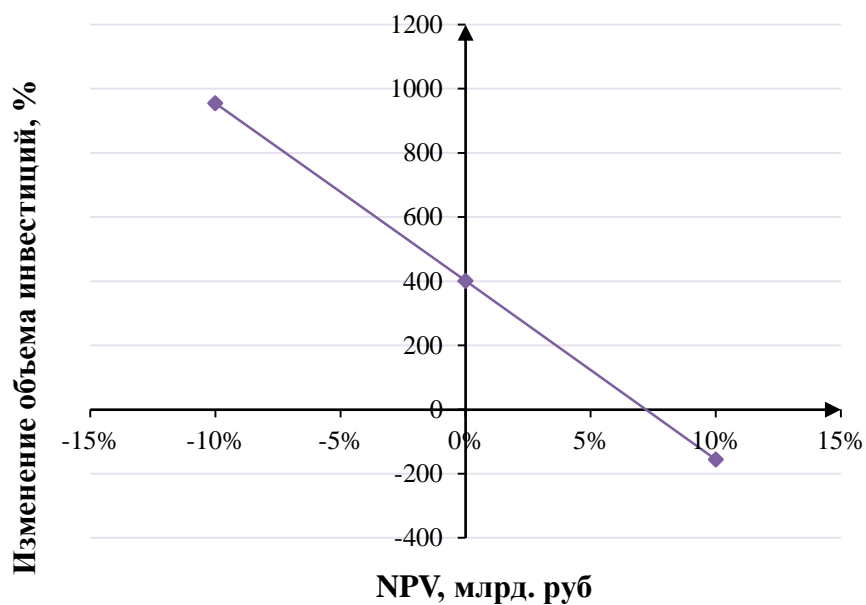


Рисунок 8.5 – Сумма NPV в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: При увеличении объема инвестиций величина NPV уменьшается.

Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта представлена на рисунке 8.6.

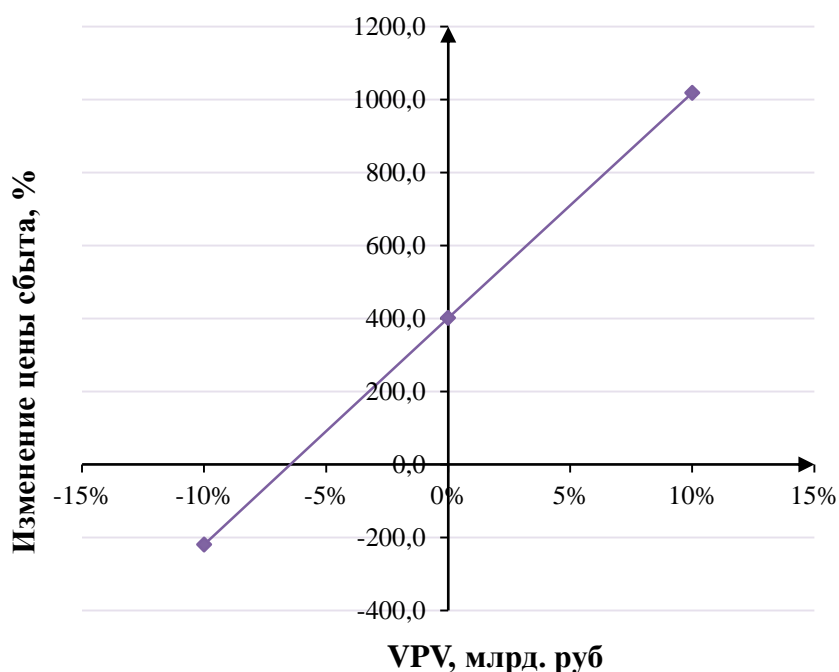


Рисунок 8.6 – Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: При увеличении цены сбыта, растет прибыльность, а значит величина NPV растет вместе с ней.

Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования представлена на рисунке 8.7.

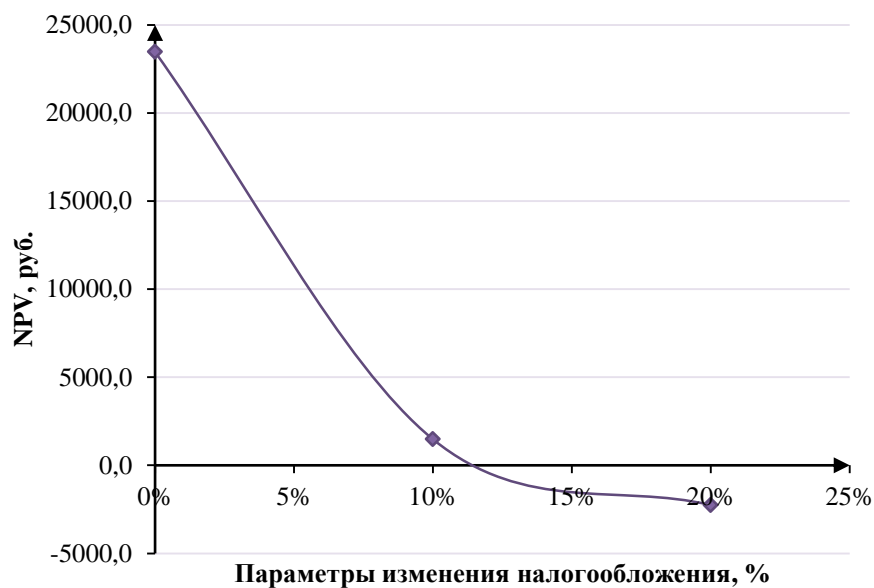


Рисунок 8.7 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины NPV.

9 Расчет размера вреда при аварии на ГТС

9.1 Описание и обоснование принятых к расчету сценариев аварий гидротехнического сооружения

Предварительный анализ опасностей (ПАО) гидротехнического сооружения - первый обязательный шаг идентификации опасностей выполняется с целью выявления опасных элементов и конструкций ГТС и воздействий на них, способных привести к аварии анализируемого сооружения.

Результаты предварительного анализа опасностей (ПАО) аварий ГТС с перечнем возможных процессов и событий, приводящих к аварии ГТС, сведены в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Перечень возможных процессов и событий, приводящих к аварии ГТС

№ п/п	Сооружение, элемент	Нежелательные явления, процессы, события, способные инициировать аварию ГТС	Ожидаемые последствия для персонала, населения, имущества и окружающей природной среды	Предварительная оценка вероятности реализации
1	Тело плотины	Возникновение фильтрации в теле плотины	Обрушение участка плотины в зоне фильтрации, образование прорана и волны прорыва, затопление территории в нижнем бьефе	Редко.
2	Гребень плотины, тело плотины	Техногенное воздействие, осадка гребня	Снижение проектной отметки гребня плотины, уменьшение запаса над форсированным уровнем воды, невозможность полной аккумуляции паводка и его сброса через водосбросные сооружения, перелив воды через гребень плотины, образование прорана и волны прорыва, затопление территории в нижнем бьефе	Вероятна.
3	Водосбросное сооружение	Разрушение бетона водосброса	Разрушение водосброса, невозможность пропуска паводка через водосбросные сооружения, перелив воды через гребень плотины образование прорана и волны прорыва, затопление территории в нижнем бьефе	Весьма возможна.

Сценарии наиболее вероятной аварии

Сценарий 1.

Прохождение паводка 3 % обеспеченности. Возникновение фильтрации в теле плотины. Обрушение участка плотины в зоне фильтрации, образование прорана и волны прорыва, затопление территории в нижнем бьефе.

Сценарий 2.

Прохождение паводка 3 % обеспеченности. Техногенное воздействие на гребень плотины, осадка гребня. Снижение проектной отметки гребня плотины, уменьшение запаса над форсированным уровнем воды в пруду, невозможность полной аккумуляции паводка и его сброса через водосбросные сооружения, перелив воды через гребень плотины, образование прорана и волны прорыва, затопление территории в нижнем бьефе.

Сценарий 3.

Прохождение паводка 3 % обеспеченности. Разрушение водосброса, невозможность пропуска паводка через водосбросные сооружения, перелив воды через гребень плотины образование прорана и волны прорыва, затопление территории в нижнем бьефе.

9.2 Выбор направлений деятельности по анализу риска аварий

Проанализировав основные возможные сценарии аварии ГТС и их уровни риска для обслуживающего персонала, населения, имущества физических и юридических лиц, природной среды, в соответствии с предварительной оценкой вероятности реализации для дальнейшего расчета вреда в результате аварии на ГТС принят сценарий аварий, при которых ущерб будет максимальным, а реализация сценария весьма возможна.

Сценарий 3.

Прохождение паводка 3 % обеспеченности. Разрушение водосброса, невозможность пропуска паводка через водосбросные сооружения, перелив воды через гребень плотины образование прорана и волны прорыва, затопление территории в нижнем бьефе.

Для определения вероятного вреда, причиняемого авариями гидротехнических сооружений, используется метод укрупненных показателей.

Метод укрупненных показателей, предназначенный для аварий ГТС, порождающих чрезвычайные ситуации в масштабах региона и более, и использующий статистические данные экономического развития регионов и плотности расселения населения в этих регионах.

Данный метод подходит для использования, так как на рассматриваемый регион имеются все необходимые данные экономического развития и плотности расселения населения, картографический материал.

9.3 Порядок расчета вероятного вреда, последовательность определения вероятного вреда

Расчет вероятного вреда выполняется в соответствии с Методикой определения размера вреда, который может быть причинен жизни, здоровью физических лиц, имуществу физических и юридических лиц в результате аварии гидротехнического сооружения (за исключением судоходных и портовых гидротехнических сооружений), утвержденной Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 10.12.2020 года № 516. Расчет ведется в соответствии с «Методикой», гл. IV.

Общая структура ущерба от аварий ГТС представлена в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Составляющие ущерба от аварии ГТС

Составляющая ущерба от аварий ГТС:	Обозначение
социальный ущерб	$I_{\text{соц}}$
ущерб элементам транспорта и связи	I_1
ущерб жилому фонду и имуществу граждан	I_2
ущерб производственным фондам	I_3
расходы на ликвидацию последствий аварии	I_4
ущерб лесному фонду от потери леса как сырья	I_5
прочие виды ущерба	I_6

9.4 Порядок расчета вероятного вреда, последовательность определения вероятного вреда

9.4.1 Оценка вероятного числа погибших и пострадавших при аварии ГТС людей среди персонала ГТС, населения постоянного проживания и населения временного нахождения. Расчет размера социального ущерба от аварий ГТС в денежном выражении

Социальный ущерб рассчитывается исходя из максимально возможного общего числа погибших и пострадавших при аварии ГТС людей суммированием следующих показателей:

– число погибших (безвозвратные потери НЛ11) и пострадавших (возвратные потери НЛ12) работников ГТС, которые при исполнении своих служебных обязанностей находились в зоне аварийного воздействия;

– число погибших (безвозвратные потери НЛ21) и пострадавших (возвратные потери НЛ22) людей среди населения постоянного проживания, находившегося на территориях, попадающих в зоны аварийного воздействия;

– число погибших (безвозвратные потери НЛ31) и пострадавших (возвратные потери НЛ32) людей среди населения временного нахождения на территориях, попадающих в зоны аварийного воздействия.

Размер социального ущерба НЛ в натуральном выражении рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{Л}} = N_{\text{Л11}} + N_{\text{Л21}} + N_{\text{Л31}} + N_{\text{Л12}} + N_{\text{Л22}} + N_{\text{Л32}} \quad (9.1)$$

При расчете размера социального ущерба от аварии ГТС принимается, что:

- основной вклад в размер социального ущерба от аварии ГТС вносит возможный социальный ущерб в зоне затопления в нижнем бьефе ГТС; в верхнем бьефе ГТС возвратные и безвозвратные потери людей не ожидаются;
- оценка числа погибших и пострадавших не производится, если люди, находящиеся в зоне затопления, в которой время добегания волны прорыва превышает 24 часа, могут быть полностью эвакуированы;
- в зоне катастрофических разрушений, когда отсутствует время для эвакуации людей, принимается, что аварийному воздействию подвергается 100 % людей, попавших в зону затопления;
- в зонах сильных, средних и слабых разрушений, когда эвакуация людей производится частично, принимается, что воздействию подвергается 75 % людей, попавших в зону затопления.

Оценка тяжести людских потерь при аварии ГТС производится по показателям, приведенным в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Оценка тяжести людских потерь при аварии ГТС

Зона воздействия	Общие потери(%)		Из общего числа потерь			
	Днем	Ночью	Безвозвратные (%)		Возвратные (%)	
			Днем	Ночью	Днем	Ночью
1 – катастрофические разрушения	60	90	40	75	60	25
2 – сильные разрушения	13	25	10	20	90	80
3 – средние разрушения	5	15	7	15	93	85
4 – слабые разрушения	2	10	5	10	95	90

9.4.2 Число погибших и пострадавших работников ГТС, которые при исполнении своих служебных обязанностей находились в зоне затопления

Число погибших ($N_{\text{Л11}}$) и пострадавших ($N_{\text{Л12}}$) работников ГТС, которые при исполнении своих служебных обязанностей находились в зоне затопления, определяется численностью работников ГТС ($N_{\text{раб.ГТС}}$), которые могут оказаться в зоне затопления при аварии ГТС.

Все работники ГТС, оказавшиеся в зоне затопления, считаются попавшими в ближайшую к створу гидроузла зону катастрофических разрушений.

Общие потери среди работников ГТС принимаются равными 60% от численности персонала ГТС, находящегося в зоне катастрофических разрушений; из них безвозвратные потери ($N_{\text{Л11}}$) составят 40% от общих потерь, возвратные потери ($N_{\text{Л12}}$) – 60% от общих потерь.

$$N_{Л11} = 0,6 \cdot 0,4 \cdot N_{\text{раб.ГТС}}, \quad (9.2)$$

$$N_{Л12} = 0,6 \cdot 0,6 \cdot N_{\text{раб.ГТС}}, \quad (9.3)$$

где $N_{\text{раб.ГТС}}$ – численность персонала ГТС, попадающего в зону катастрофических разрушений.

Согласно оценкам, выполненным в расчете вероятного вреда, возникновение аварии проектируемой ГТС не прогнозируется.

9.4.3 Число погибших и пострадавших среди населения постоянного проживания, находившегося на территориях, попадающих в зону аварийного воздействия

Число погибших ($N_{Л21}$) и пострадавших ($N_{Л22}$) среди населения постоянного проживания, находившегося на территориях, попадающих в зоны аварийного воздействия, определяется по среднестатистическим данным о субъекте Российской Федерации (Республика Кабардино–Балкария), на территории которого может произойти авария, если в зоне затопления отсутствуют городские и сельские поселения. В этом случае средняя плотность населения постоянного проживания $P_{зз}$, которое может оказаться в зоне затопления (рекреации, транспортное сообщение, временные работы), принимается равной 5% от средней плотности населения субъекта Российской Федерации $P_{\text{суб}} = N_{\text{суб}} / S_{\text{суб}}$ и рассчитывается по формуле

$$P_{зз} = 0,05 \cdot N_{\text{суб}} / S_{\text{суб}}, \quad (9.4)$$

$$P_{зз} = 0,05 \cdot 869 / 12\,500 = 543\,125,$$

где $N_{\text{суб}}$ – численность населения субъекта Российской Федерации (Республика Кабардино–Балкария), определяемая на год проведения расчета размера вероятного вреда, $N_{\text{суб}} = 869\,191$ чел.;

$S_{\text{суб}}$ – площадь территории субъекта Российской Федерации (Республика Кабардино–Балкария), $S_{\text{суб}} = 12\,500$ км².

В зону затопления попадает село Средний Урух.

Плотность населения села Средний Урух составляет: $P_{зз} = 471/28 = 16,8$ чел/км².

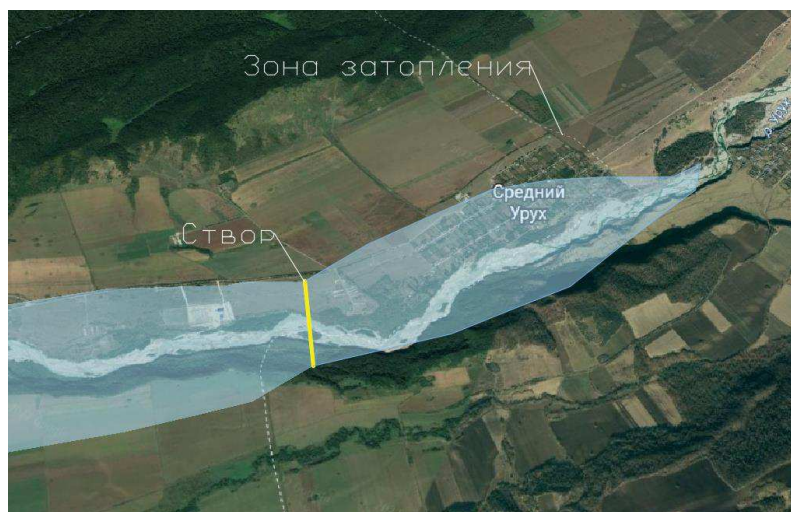


Рисунок 9.1 – Зона затопления села Средний Урух

Общая численность населения постоянного проживания в зоне возможного затопления (село Средний Урух, Республика Кабардино–Балкария), определенная по средней плотности населения субъекта Российской Федерации, равна

$$N_{33} = P_{33} \cdot S_{33}, \quad (9.5)$$

$$N_{33} = 16,8 \cdot 16 = 269 \text{ человек,}$$

где S_{33} – общая площадь зоны затопления при аварии ГТС, полученная по результатам расчетов параметров ВП, $S_{33} = 16 \text{ км}^2$.

Размер возможных потерь в зоне средних воздействий составляет днем 5%, ночью 15%, от числа проживающего населения. Так при наиболее неблагоприятном развитии аварийной ситуации общее число возможных потерь – 40 человек, из них травмированные и госпитализированные – 34, безвозвратные потери - 6 человек (размер безвозвратных потерь ночью – 15% от общих потерь).

Число погибших $N_{Л21} = 6$ человек, число пострадавших $N_{Л22} = 34$ человек.

9.4.4 Число погибших и пострадавших среди населения временного нахождения на территориях, попадающих в зону затопления

Число погибших ($N_{Л31}$) и пострадавших ($N_{Л32}$) среди населения временного нахождения на территориях, попадающих в зону затопления, оценивается при наличии предоставленных администрациями муниципальных образований данных о численности населения временного нахождения, попадающего в зоны катастрофических, сильных, средних и слабых разрушений. К населению временного нахождения относятся:

- отдыхающие санаториев, домов отдыха, детских лагерей, туристических баз;

- сотрудники геологических партий, экологических служб;
- кочующие пастухи, рыболовы, охотники, оленеводы.

В зоне катастрофических разрушений численность населения временного нахождения принимается по данным, предоставленным администрациями муниципальных образований. В зонах сильных, средних и слабых разрушений численность населения временного нахождения уменьшается на 25% согласно принятым допущениям.

Размер возможных потерь в зоне средних воздействий составляет днем 5 %, ночью 15 %, от числа проживающего населения. Так при наиболее неблагоприятном развитии аварийной ситуации общее число возможных потерь – 6 человека, из них травмированные и госпитализированные – 6, безвозвратные потери - 0 человек (размер безвозвратных потерь ночью – 15 % от общих потерь).

Число погибших $N_{Л31} = 0$ человек, число пострадавших $N_{Л32} = 6$ человек.

9.4.5 Определение социального ущерба в денежном выражении

Социальный ущерб в денежном выражении ($I_{соц.}$) рассчитывается по результатам определения числа погибших и пострадавших среди персонала ГТС, населения постоянного проживания и временного нахождения, попадающего в зоны катастрофических, сильных, средних и слабых разрушений при аварии ГТС.

В расчете социального ущерба в денежном выражении учитываются степень вреда, причиненного здоровью пострадавших людей, попадающих в зоны катастрофических, сильных, средних и слабых разрушений, и предельные размеры страховых выплат в части возмещения вреда погибшим и пострадавшим в результате аварии ГТС.

Социальный ущерб в денежном выражении рассчитывается по формуле

$$I_{соц.} = I_{Л1} + I_{Л2} + I_{Л3}, \quad (9.6)$$

где $I_{Л1}$ – социальный ущерб в денежном выражении персоналу ГТС, попадающему в зону затопления при аварии ГТС;

$I_{Л2}$ – социальный ущерб в денежном выражении населению постоянного проживания, попадающему в зону затопления при аварии ГТС;

$I_{Л3}$ – социальный ущерб в денежном выражении населению временного нахождения, попадающему в зону затопления при аварии ГТС.

$$I_{Л1} = C_{св б/возвр} \cdot N_{Л11} + \sum(K_i \cdot C_{св возвр} \cdot N_{Л12i}), \quad (9.7)$$

$$I_{Л2} = C_{св б/возвр} \cdot N_{Л21} + \sum(K_i \cdot C_{св возвр} \cdot N_{Л22i}), \quad (9.8)$$

$$I_{Л3} = C_{св б/возвр} \cdot N_{Л31} + \sum(K_i \cdot C_{св возвр} \cdot N_{Л32i}), \quad (9.9)$$

где $C_{\text{св б/возвр}}$ – предельный размер страховой выплаты в части возмещения вреда лицам, понесшим ущерб в результате смерти человека (безвозвратные потери), погибшего при аварии ГТС, $C_{\text{св б/возвр}} = 2\,025\,000$ руб.;

$C_{\text{св возвр}}$ – предельный размер страховой выплаты в части возмещения вреда, причиненного здоровью каждого пострадавшего (возвратные потери) в результате аварии ГТС, $C_{\text{св возвр}} = 2\,000\,000$ руб.;

K_i – степень вреда, причиненного здоровью пострадавших людей в i -ой зоне разрушений (катастрофические разрушения $K_1 = 0,9$; сильные разрушения $K_2 = 0,7$; средние сооружения $K_3 = 0,3$; слабые разрушения $K_4 = 0,1$).

Общие потери среди работников ГТС принимаются равными 60% от численности персонала ГТС, находящиеся в зоне катастрофических разрушений; из них безвозвратные потери $N_{\text{Л12}}$ – 40% от общих потерь, возвратные потери $N_{\text{Л11}}$ – 60% от общих потерь:

$$N_{\text{Л11}} = 0,6 \cdot 0,6 \cdot N_{\text{раб ГТС}} = 0,6 \cdot 0,6 \cdot 125 = 45 \text{ человек,}$$

$$N_{\text{Л12}} = 0,6 \cdot 0,4 \cdot N_{\text{раб ГТС}} = 0,6 \cdot 0,4 \cdot 125 = 30 \text{ человек,}$$

$$I_{\text{Л1}} = C_{\text{св б/возвр}} \cdot N_{\text{Л12}} + \sum(K_i \cdot C_{\text{св возвр}} \cdot N_{\text{Л11}}) = 2\,025\,000 \cdot 30 + 0,7 \cdot 2\,000\,000 \cdot 45 = 133\,125\,000 \text{ рублей.}$$

Социальный ущерб $I_{\text{Л2}}$ населению постоянного проживания, попадающему в зону затопления при аварии ГТС, рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{Л2}} = C_{\text{св б/возвр}} \cdot N_{\text{Л21}} + \sum(K_i \cdot C_{\text{св возвр}} \cdot N_{\text{Л22}}) = 2\,025\,000 \cdot 6 + 0,7 \cdot 2\,000\,000 \cdot 34 = 59\,750\,000 \text{ рублей.}$$

Социальный ущерб $I_{\text{Л3}}$ населению временного нахождения, попадающему в зону затопления при аварии ГТС, рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{Л3}} = C_{\text{св б/возвр}} \cdot N_{\text{Л31}} + \sum(K_i \cdot C_{\text{св возвр}} \cdot N_{\text{Л32i}}) = 2\,025\,000 \cdot 0 + 0,7 \cdot 2\,000\,000 \cdot 6 = 8\,400\,000 \text{ рублей.}$$

Размер социального ущерба $I_{\text{Л}}$ в денежном выражении рассчитывается путем суммирования полученных значений денежного выражения социального ущерба персоналу ГТС, населению постоянного проживания и населению временного нахождения:

$$I_{\text{соц.}} = 133\,125\,000 + 59\,750\,000 + 8\,400\,000 = 201\,275\,000 \text{ рублей.}$$

9.4.6 Оценки основных составляющих имущественного ущерба от аварий ГСТ в денежном выражении

$$I_{\text{имущ.}} = I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5, \tag{9.10}$$

где I_1, I_2, I_3, I_4, I_5 – соответствующие виды ущерба, приведенные в п. 9.3.

9.4.7 Ущерб элементам транспорта и связи

Ущерб элементам транспорта и связи (I_1), попадающим в зону аварийного воздействия, рассчитывается по формуле

$$I_1 = I_{3\text{фон}} \cdot \sum(L_i \cdot K_i), \quad (9.11)$$

где L_i – протяженность автомобильных дорог общего пользования в i -ой зоне разрушений элементов транспорта и связи;

K_i – степень повреждений элементов транспорта и связи в i -ой зоне разрушений;

$I_{3\text{фон}}$ – стоимость основных фондов элементов транспорта и связи, отнесенная к единице длины автомобильных дорог общего пользования в республике Кабардино-Балкарии.

$$I_{3\text{фон}} = A \cdot n \cdot (C_1 / L), \quad (9.12)$$

где C_1 – стоимость основных фондов транспорта и связи субъекта республики Кабардино-Балкарии, $C_1 = 93642$ млн. руб.;

A – коэффициент годового темпа роста основных фондов, определяемый по формуле:

$$A = C_x / C_{x-1},$$

где $C_x = 83571$ млн. рублей (за 2019 год) - балансовая стоимость основных фондов субъекта Российской Федерации в год выпуска статистического сборника (x);

$C_{x-1} = 45890$ млн. рублей (за 2018 год) - балансовая стоимость основных фондов субъекта Российской Федерации за предыдущий год ($x - 1$).

$$A = 83571/45890 = 1,82$$

n – число лет между годом (x) выпуска статистического сборника и годом выполнения расчетов вероятного вреда, $n = 1$;

L – протяженность автомобильных дорог общего пользования в республике Кабардино-Балкарии, определяемая по формуле

$$L = S_{\text{суб.}} \cdot L_{\text{уд}}, \quad (9.13)$$

$$L = 12\,500 \cdot 472 = 5\,900\,000 \text{ км},$$

где $S_{\text{суб.}}$ – площадь территории республики Кабардино-Балкарии, $S_{\text{суб.}} = 12\,500 \text{ км}^2$;

$L_{уд}$ – плотность автомобильных дорог общего пользования с твердым покрытием в республике Кабардино-Балкарии, $L_{уд} = 472$ км путей на 1000 км².

$$I_{зфон} = 1,82 \cdot 1 \cdot 93642000/5900000 = 28,89$$

Протяженность автомобильных дорог общего пользования в i -ой зоне разрушений элементов транспорта и связи определяется по формуле

$$L_i = S_i \cdot L_{уд} = 0, \quad (9.14)$$

где S_i – площадь i -ой зоны разрушений элементов транспорта и связи, $S_i = 28$ км².

Степень повреждений объектов транспорта и связи:

в зоне сильных разрушений $K_1 = 0.8$;

в зоне средних разрушений $K_2 = 0.4$;

в зоне слабых разрушений $K_3 = 0.1$.

$$L_i = 28 \cdot 13,2 = 369,6 \text{ км}$$

$$I_1 = I_{зфон} \cdot \sum(L_i \cdot K_i) = 28,89 \cdot 369,6 \cdot 0,8 = 8542195 \text{ рублей.}$$

1.4.8 Ущерб жилому фонду и имуществу граждан

Ущерб жилому фонду и имуществу граждан (I_2) рассчитывается по формуле

$$I_2 = S_{жил} \cdot (\text{Ц}_{пр} + \text{Ц}_{вр})/2 \cdot [k_{сел} \cdot \sum(N_{исел} \cdot K_i) + k_{гор} \cdot \sum(M_{игор} \cdot K_i)], \quad (9.15)$$

где $S_{жил}$ – общая площадь жилых помещений, приходящаяся в среднем на одного жителя субъекта Российской Федерации (Республика Кабардино-Балкария), $S_{жил} = 18,2$ м²;

$\text{Ц}_{пр}$ – средние цены на первичном рынке жилья (за 1 квадратный метр общей площади жилого помещения) в республике Кабардино-Балкария, $\text{Ц}_{пр} = 31\,968$ руб./м²;

$\text{Ц}_{вр}$ – средние цены на вторичном рынке жилья (за 1 квадратный метр общей площади жилого помещения) в республике Кабардино-Балкария, $\text{Ц}_{вр} = 43\,613$ руб./м²;

$k_{сел}$ – коэффициент, учитывающий стоимость имущества одного сельского жителя, принимается $k_{сел} = 1,25$;

$k_{гор}$ – коэффициент, учитывающий стоимость имущества одного городского жителя, принимается $k_{гор} = 1,5$;

$N_{i\text{сел}}$ – количество сельских жителей, проживающих в i -ой зоне разрушений жилого фонда, $N_{i\text{сел}} = 436$ чел.

$M_{i\text{гор}} = N_{i\text{гор}}$ – количество городских жителей, проживающих в i -ой зоне разрушений жилого фонда, $M_{i\text{гор}} = N_{i\text{гор}} = 0$ чел.;

K_i – степень разрушения жилого фонда и имущества граждан в i -ой зоне.

Степень разрушения жилого фонда и имущества граждан:

– в зоне сильных разрушений $K_1 = 0.7$;

– в зоне средних разрушений $K_2 = 0.3$;

– в зоне слабых разрушений $K_3 = 0.1$.

$I_2 = 18,2 \cdot (31\ 968 + 43\ 613)/2 \cdot [1,25 \cdot (436 \cdot 0,7) + 1,5 \cdot (0 \cdot 0,7)] = 262390778$ рублей.

9.4.9 Ущерб производственным, основным и оборотным фондам

Ущерб производственным фондам (I_3) от аварии ГТС определяется как сумма ущерба основным фондам ($I_{\text{ос}}$) и ущерба оборотным фондам ($I_{\text{об}}$).

$$I_3 = I_{\text{ос}} + I_{\text{об}}, \quad (9.16)$$

где $I_{\text{ос}}$ – ущерб основным фондам предприятий;

$I_{\text{об}}$ – ущерб оборотным фондам предприятий.

$$I_{\text{ос}} = C_{\text{фон}} \cdot \sum(S_i \cdot K_i \cdot P_i), \quad (9.17)$$

где $C_{\text{фон}}$ – балансовая стоимость основных фондов субъекта Российской Федерации (Республика Кабардино-Балкария) без учета стоимости основных фондов транспорта и связи, отнесенная к единице его территории,

$$C_{\text{фон}} = (C - C_1) / S_{\text{суб}}, \quad (9.18)$$

$$C_{\text{фон}} = (86\ 358\ 824,09 - 56\ 724)/12\ 500 = 6\ 904,2 \text{ руб.},$$

где C – балансовая стоимость основных фондов субъекта Российской Федерации (Республика Кабардино-Балкария), $C = 86\ 358\ 824,09$ руб.;

C_1 – балансовая стоимость основных фондов транспорта и связи субъекта Российской Федерации, $C_1 = 56\ 724$ руб.;

$S_{\text{суб}}$ – площадь территории субъекта Российской Федерации (Республика Кабардино-Балкария), $S_{\text{суб}} = 12\ 500 \text{ км}^2$;

S_i – площадь i -ой зоны разрушений, определенная по критериям шкалы тяжести разрушений промышленных сооружений, $S_i = 0$.

K_i – коэффициент степени утраты основных фондов в i -ой зоне разрушений; для основных фондов (сильные разрушения $K_1 = 0,7$; средние разрушения $K_2 = 0,3$; слабые разрушения $K_3 = 0,1$);

Π_i – коэффициенты концентрации основных фондов на территории i -ой зоны разрушений.

Так как $\Pi_1 = \Pi_2 = \Pi_3 = \Pi$, формула (1.15) приобретает вид

$$I_{oc} = C_{фон} \cdot \Pi \cdot \sum(S_i \cdot K_i) = 0. \quad (9.19)$$

Для определения величины $C_{фон}$ на год выполнения расчетов следует использовать коэффициент годового темпа роста основных фондов

$$A = C_x / C_{x-1} = 86\,358\,824,09 / 88\,526\,342 = 0,98 \quad (9.20)$$

где C_x – балансовая стоимость основных фондов субъекта Российской Федерации (Республика Кабардино-Балкария), $C_x = 86\,358\,824,09$ руб.;

C_{x-1} – балансовая стоимость основных фондов субъекта Российской Федерации (Республика Кабардино-Балкария) за предыдущий год, $C_{x-1} = 88\,526\,342$ руб.

Тогда величина $C_{фон}$ на год выполнения расчета вычисляется по формуле

$$C_{фон} = A \cdot n \cdot (C - C_1)X / S_{суб.}, \quad (9.21)$$

$$C_{фон} = 0,98 \cdot 2 \cdot (86\,358\,824,09 - 56\,724) \cdot 2018/12\,500 = 12151000$$

9.4.10 Расходы на ликвидацию последствий аварии

Расходы на ликвидацию последствий аварии I_4 рассчитываются в размере 20 % от суммы имущественного ущерба на территории населенных пунктов и промышленных объектов:

$$I_4 = 0.2 \cdot (I_1 + I_2 + I_3) \quad (9.22)$$

$$I_4 = 0.2 \cdot (8542195 + 262390778 + 12151000) = 56616795 \text{ рублей}$$

9.4.11 Расчет ущерба лесному фонду от потери леса как сырья

Ущерб лесному фонду от потери леса как сырья I_5 рассчитывается по формуле:

$$I_5 = \beta_2 \cdot C_{лес} \cdot S_{лес\,древ} \cdot M_{тд}, \quad (9.23)$$

где β_2 - доля утраченных земель лесного фонда, подверженных затоплению (принимается 0.15);

$S_{лес\,древ}$ - площадь земель лесного фонда в зоне аварийного воздействия, на которых ведется заготовка древесины наиболее ценных пород, определяемая по формуле:

$$S_{\text{лес древес}} = S_{\text{зз сильн разр}} \times k_{\text{лес}} \times k_{\text{древ}},$$

где $S_{\text{зз сильн разр}}$ - площадь зоны сильных разрушений земель лесного фонда, определяемая по критериям: глубина затопления $H > 3$ м, скорость потока $V > 2$ м/с;

$k_{\text{лес}}$ - лесистость территории субъекта Российской Федерации;

$k_{\text{древ}}$ - процент территорий, занятых преобладающими товарными древесными породами в лесах субъекта Российской Федерации;

$C_{\text{лес}}$ - осредненная ставка платы за единицу объема деловой древесины, определяемая с учетом преобладающих пород лесных насаждений лесотаксового района, попадающего в зону затопления, и расстояний вывозки; принимается с учетом индексации ставок на год проведения расчета вероятного вреда в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 22 мая 2007 г. N 310 "О ставках платы за единицу объема лесных ресурсов и ставках платы за единицу площади лесного участка, находящегося в федеральной собственности" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2007, N 23, ст. 2787; 2020, N 2, ст. 205);

$M_{\text{тд}}$ - средний корневой запас товарной древесины.

В отсутствие данных о среднем корневом запасе товарной древесины $M_{\text{тд}}$ следует применять следующие значения:

- для таежных районов - $M_{\text{тд}} = 130 \text{ м}^3/\text{га}$;
- для районов со смешанными лесами - $M_{\text{тд}} = 90 \text{ м}^3/\text{га}$;
- для прочих районов - $M_{\text{тд}} = 50 \text{ м}^3/\text{га}$.

Земли лесного фонда, предназначенные для заготовки древесины, в зону затопления не попадают.

$$I_5 = 0 \text{ руб.}$$

1.4.12 Имущественный ущерб $I_{\text{ИМУЩ}}$ равен:

$$I_{\text{ИМУЩ}} = I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5 \quad (9.24)$$

$$I_{\text{ИМУЩ}} = 8542195 + 262390778 + 12151000 + 56616795 + 0 = 339400768 \text{ руб.}$$

1.4.12 Расчет размера общего ущерба от аварий ГТС в денежном выражении

Общий ущерб рассчитывается суммированием размеров имущественного ущерба с учетом прочих видов ущерба - непредвиденных расходов, которые невозможно

оценить заранее.

Прочие виды ущерба I_6 следует принимать в размере 10% от суммы имущественного ущерба:

$$I_6 = 0.1 \cdot (I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5). \quad (9.25)$$

В прочие виды ущерба, входят не поддающиеся оценке на стадии расчета вероятного вреда от аварий ГТС составляющие ущерба:

- ущерб недрам;
- ущербы окружающей среде от накопителей отходов промпредприятий, бензозаправок, хранилищ вредных веществ и т.д., в том числе ущерб от загрязнения (засорения) отходами от разрушенных строений;
- ущерб почвам, не относящимся к почвам сельскохозяйственных и лесных угодий; ущерб объектам растительного мира, не относящимся к объектам сельского и лесного хозяйства;
- ущерб объектам животного мира, не относящимся к объектам сельскохозяйственного производства, рыболовства и охотничьим ресурсам.

$$I_6 = 0.1 \cdot (8542195 + 262390778 + 12151000 + 56616795 + 0) = 339400768 \text{ руб.}$$

Общий ущерб $I_{\text{общ}}$ рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{общ}} = I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5 + I_6. \quad (9.26)$$

$$I_{\text{общ}} = 8542195 + 262390778 + 12151000 + 56616795 + 0 + 33940077 = 373340845 \text{ руб.}$$

1.4.13 Расчет размера вероятного вреда от аварий ГТС в денежном выражении

Размер вероятного вреда, который может быть причинен жизни, здоровью физических лиц, имуществу физических и юридических лиц в результате аварии ГТС, рассчитывается в денежном выражении как сумма двух показателей - социального ущерба и общего ущерба.

$$I_{\text{ВВ}} = I_{\text{соц}} + I_{\text{общ}}, \quad (9.27)$$

$$I_{\text{ВВ}} = 201275000 + 373340845 = 574\,615\,845 \text{ руб.}$$

1.4.14 Итог. Денежные оценки вероятного вреда, сгруппированные согласно показателям социально-экономических последствий аварий гидротехнических сооружений

Проанализировав основные возможные сценарии аварии ГТС и их уровни риска для обслуживающего персонала, населения, имущества физических и юридических лиц, природной среды, в соответствии с предварительной оценкой вероятности реализации для дальнейшего расчета

вреда в результате аварии на ГТС приняты сценарий аварий, при которых ущерб будет максимальным, а реализация сценария весьма возможна.

- Общий ущерб: $I_{\text{общ}} = 373340845$ руб.
- Прочие виды ущерба: $I_6 = 33940077$ руб.
- Социальный ущерб: $I_{\text{соц}} = 201275000$ руб.
- Общий максимальный ущерб составит: $I_{\text{ВВ}} = 574615845$ руб.

Количество людей, которые могут быть подвержены опасному воздействию вследствие аварии составляет 269 человек. Общее число возможных потерь – 131 человек, из них травмированные и госпитализированные – 95, безвозвратные потери - 36 человек.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе представлен расчёт параметров Урухского гидроузла на реке Урух с максимальной высотой бетонной плотины 34,4 м и шириной по гребню 232 м. Сооружение гидроузла принадлежит к III классу.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расходов обеспеченностью 0,1% и 0,01%. Так же было определено значение строительного расхода. Значения всех вычисленных на данном этапе расходов: $Q_{0,1\%} = 515 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,01\%} = 627 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{\text{ВХК}} = 10 \text{ м}^3/\text{с}$.

На этапе водно-энергетических расчётов выбрана установленная мощность проектируемой станции, которая составила 131 МВт, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 520 м. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составляет 151,2 млн.кВт·ч.

Также было построено режимное поле и определены напоры:

- минимальный (59,2 м);
- расчетный (69 м);
- ваксимальный (73,3 м).

Из полученного диапазона изменения напора по справочным материалам были подобраны возможные типы гидротурбин. После сравнения рабочих зон турбин, принята к установке гидротурбина РО75-В-280 при числе агрегатов равном 3.

Произведен расчет основных размеров генератора типа СВ-497/100-24.

На следующем этапе определены состав, тип и компоновка основных сооружений. В состав гидроузла входят следующие подпорные сооружения:

- водосбросная бетонная плотина;
- правобережная бетонная плотина;
- левобережная бетонная плотина;
- Здание ГЭС с машинным залом;
- водоприемник (установлен вне тела плотины);
- деривация.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка гребня водослива 546,0 м;
- отметка подошвы плотины 518,0 м;
- количество водосливных отверстий – 2;
- ширина водосливного отверстия – 8 м;
- толщина быка – 2,6 м

В качестве гасителей энергии потока приняты водобойные плиты и стенки.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. По результатам оценки плотина

Урухского гидроузла отвечает требованиям надёжности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране труда и противопожарной безопасности. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчётам получены следующие показатели:

- удельные показатели – 77971,05 руб./кВт;
- индекс прибыльности – 1,07
- себестоимость производства электроэнергии – 0,35 руб./кВт·ч;
- срок окупаемости станции 237 месяцев с начала строительства.

Анализируя полученные в ходе расчета данные можно сказать, что проект экономически эффективен.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Системный оператор единой энергетической системы: официальный сайт. – URL: <http://so-ups.ru> (дата обращения 30.05.21).
2. А.Ю. Александровский. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005. – 107с.
3. Затеева Е.Ю. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затеева.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.-12с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно – энергетические расчеты режимов ГЭС/ сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. - Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108 с.
5. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат,1990. – 366с.
6. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов - 4-е изд, перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
7. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.03.2008 №324. – 52 с.
8. Брызгалов В.И. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
9. В.Д. Новоженин. Справочник гидроэлектростанций России: Справочное пособие/ Под ред. В.Д. Новоженин. Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. – 467с.
10. Ю.С. Васильев. «Основное энергетическое оборудование гидроэлектростанций»: Учебное пособие/ Ю.С. Васильев, И.С. Саморуков, С.Н. Хлебников Санкт-ПетербургИздательство СПбГТУ, 2002.
11. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. Приказом ОАО «РусГидро» от 30.07.2012 №665. – 296 с.
12. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции: Справочное пособие: В 2 т./ Под редакцией Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т.1 Основное оборудование гидроэлектростанции. – Москва: Энергоатомиздат. 1988.
13. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное

оборудование гидроэлектростанции: Справочное пособие: В 2 т./ Под редакцией Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т.2 Вспомогательное оборудование гидроэлектростанции. – Москва: Энергоатомиздат. 1990.

14. Онлайн электрик: Сервис для: официальный сайт. – URL: <https://online-electric.ru/>. (дата обращения 05.02.2021).

15. СП 38.13330.2018 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов): официальный сайт. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/553863434> (дата обращения 10.04.2022)

16. Лыбина Т.А. Проектирование бетонной водосливной плотины и грунтовой плотины в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2015. – 88 с.

17. Киселева П. Г. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. -М.: Энергия, 1974. – 312 с.

18. СП 40.13330.2012-85. Плотины бетонные и железобетонные. – Введен в действие с 01.01.2013 г. – 67 с.

19. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. – Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введен в действие с 01 января 2013 г. – 67 стр.

20. Ерахтин Б.М., Ерахтин В.М. Строительство гидроэлектростанций в России. Учебно-справочное пособие для вузов и инженеров гидростроителей. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2007. – 732 с.

21. СП 58.13330.2019 Гидротехнические сооружения. Основные положения. – ИСПОЛНИТЕЛЬ – АО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Введен в действие с 17 июня 2020 г. – 67 с.

22. ГЭСН 81-02-36-2020. Сборник 36. Земляные конструкции гидротехнических сооружений: официальный сайт. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293723/4293723755.pdf> (дата обращения 15.03.2022).

23. ГЭСН 81-02-37-2020 Сборник 37. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений: официальный сайт. – URL: <https://smetamds.ru/documents/16/GESN81-02-37-2020.pdf> (дата обращения 30.04.2022).

24. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

25. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ (ред. От 26.03.2022).

26. Разработка инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчеты

Таблица А1 – Данные по мощностям

Мес	Nсущ, МВт	Эсущ	Qс.п	Zвб	Z нб	H, м	Nбаз, МВт	Эбаз, млн кВт*ч	Q50 %	Zвб	Z нб	H, м	Nгар, Вт	Эгар,млн кВт*ч	Эпик,млн кВт*ч	Nпик	Nраб
1	110	1,10	3,5	550	475,18	73,32	2	0,05	14	550	475,70	72,80	9	0,21	0,16	70	72
2	110	1,10	3,5	550	475,18	73,32	2	0,05	17	550	475,82	72,68	11	0,25	0,20	63	65
3	110	1,00	3,5	550	475,18	73,32	2	0,05	16	550	475,76	72,74	10	0,23	0,18	60	62
4	110	0,90	3,5	550	475,18	73,32	2	0,05	58	550	477,27	71,23	35	0,85	0,79	35	37
5	110	0,80	3,5	550	475,18	73,32	2	0,05	196	550	479,37	69,13	115	2,76	2,71	65	67
6	110	0,80	3,5	550	475,18	73,32	2	0,05	81	550	477,83	70,67	49	1,17	1,12	49	51
7	110	0,80	3,5	550	475,18	73,32	2	0,05	19	550	475,91	72,59	12	0,28	0,23	55	57
8	110	0,80	3,5	550	475,18	73,32	2	0,05	13	550	475,65	72,85	8	0,20	0,15	63	65
9	110	0,90	3,5	550	475,18	73,32	2	0,05	11	550	475,56	72,94	7	0,17	0,12	47	49
10	110	1,00	3,5	550	475,18	73,32	2	0,05	11	550	475,55	72,95	7	0,16	0,11	50	52
11	110	1,10	3,5	550	475,18	73,32	2	0,05	13	550	475,62	72,88	8	0,19	0,13	68	70
12	110	1,10	3,5	550	475,18	73,32	2	0,05	13	550	475,62	72,88	8	0,19	0,13	69	71

Продолжение приложения А

t	Обыт. м³/с	Ошт. м³/с	Оф. м³/с	Оисп. м³/с	Олэд. м³/с	Опол.б. м³/с	Оводх. м³/с	Осан. м³/с	ОГЭС, м³/с	Ох.сбр., м³/с	ОНБ, м³/с	Унач., км³	dV, км³	Укон., км³	Знач.ВБ, м	Зкон.ВБ, м	Зср.ВБ, м	ЗНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нраб. МВт
17	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	3,76	16	16	0	16	0,8	0,01	0,8	550,00	549,89	549,94	475,78	74	10,0	10
18	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	110,76	123	123	0	123	0,8	0,29	0,5	549,89	545,14	547,51	478,56	69	72,0	72
19	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	67,55	80	80	0	80	0,5	0,18	0,3	545,14	540,47	542,80	477,80	65	44,0	44
20	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-8,67	3,5	4	0	4	0,3	-0,02	0,4	540,47	541,13	540,80	475,19	66	2,0	СП
21	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-8,7	3,5	3	0	4	0,4	-0,02	0,4	541,13	541,77	541,45	475,19	66	2,0	СП
22	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-8,7	3,5	3	0	4	0,4	-0,02	0,4	541,77	542,40	542,09	475,19	67	2,0	СП
23	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-8,7	3,5	3	0	4	0,4	-0,02	0,4	542,40	543,01	542,71	475,19	68	2,0	СП
24	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-8,8	3,5	3	0	4	0,4	-0,02	0,5	543,01	543,61	543,31	475,19	68	2,0	СП
1	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-8,8	3,5	3	0	4	0,5	-0,02	0,5	543,61	544,19	543,90	475,19	69	2,0	СП
2	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-8,8	3,5	3	0	4	0,5	-0,02	0,5	544,19	544,75	544,47	475,19	69	2,0	СП
3	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-8,8	3,5	3	0	4	0,5	-0,02	0,5	544,75	545,28	545,02	475,19	70	2,0	СП
4	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-8,8	3,5	3	0	4	0,5	-0,02	0,5	545,28	545,79	545,53	475,19	70	2,0	СП
5	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-8,9	3,5	3	0	4	0,5	-0,02	0,6	545,79	546,27	546,03	475,18	71	2,0	СП
6	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-8,9	3,5	3	0	4	0,6	-0,02	0,6	546,27	546,73	546,50	475,18	71	2,0	СП
7	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-8,9	3,5	3	0	4	0,6	-0,02	0,6	546,73	547,15	546,94	475,18	72	2,0	СП
8	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-8,9	3,5	3	0	4	0,6	-0,02	0,6	547,15	547,56	547,35	475,18	72	2,0	СП
9	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-8,9	3,5	3	0	4	0,6	-0,02	0,7	547,56	547,93	547,74	475,18	73	2,0	СП
10	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-8,9	3,5	3	0	4	0,7	-0,02	0,7	547,93	548,29	548,11	475,18	73	2,0	СП
11	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-8,9	3,5	3	0	4	0,7	-0,02	0,7	548,29	548,62	548,45	475,18	73	2,0	СП
12	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-9	3,5	3	0	3	0,7	-0,02	0,7	548,62	548,94	548,78	475,18	74	2,0	СП
13	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-9	3,5	3	0	3	0,7	-0,02	0,8	548,94	549,25	549,10	475,18	74	2,0	СП
14	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-9	3,5	3	0	3	0,8	-0,02	0,8	549,25	549,55	549,40	475,18	74	2,0	СП
15	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-9	3,5	3	0	3	0,8	-0,02	0,8	549,55	549,85	549,70	475,18	75	2,0	СП
16	14,3	0	0,2	1	1,0	12,2	-9	3,5	3	0	3	0,8	-0,02	0,8	549,85	550,14	550,00	475,18	75	2,0	СП

Рисунок А.1 – Сработка-наполнение водохранилища в январе с окончательным вариантом гарантированной мощности

Продолжение приложения А

t	Обыт. м³/с	Ошт. м³/с	Оф. м³/с	Оисп. м³/с	Оплд. м³/с	Опол.б. м³/с	Оводк. м³/с	Осан. м³/с	ОГЭС, м³/с	Ох.сбр., м³/с	ОНБ, м³/с	Унач., км³	dV, км³	Укон., км³	Знач.ВБ, м	Зкон.ВБ, м	Зср.ВБ, м	ЗНБ, м	ЦГЭС, м	Нгэс, МВт	Нраб, МВт
14	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
15	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
16	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
17	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
18	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
19	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
20	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
21	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
22	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
23	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
24	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
1	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
2	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
3	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
4	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
5	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
6	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
7	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
8	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
9	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
10	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
11	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
12	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49
13	81,0	0	0,2	1	0,0	79,9	0,0	3,5	80	2	82	0,8	0,00	0,8	550,00	550,00	550,00	477,85	72	49	49

Рисунок А.1 – Сработка-наполнение водохранилища в июне

Продолжение приложения А

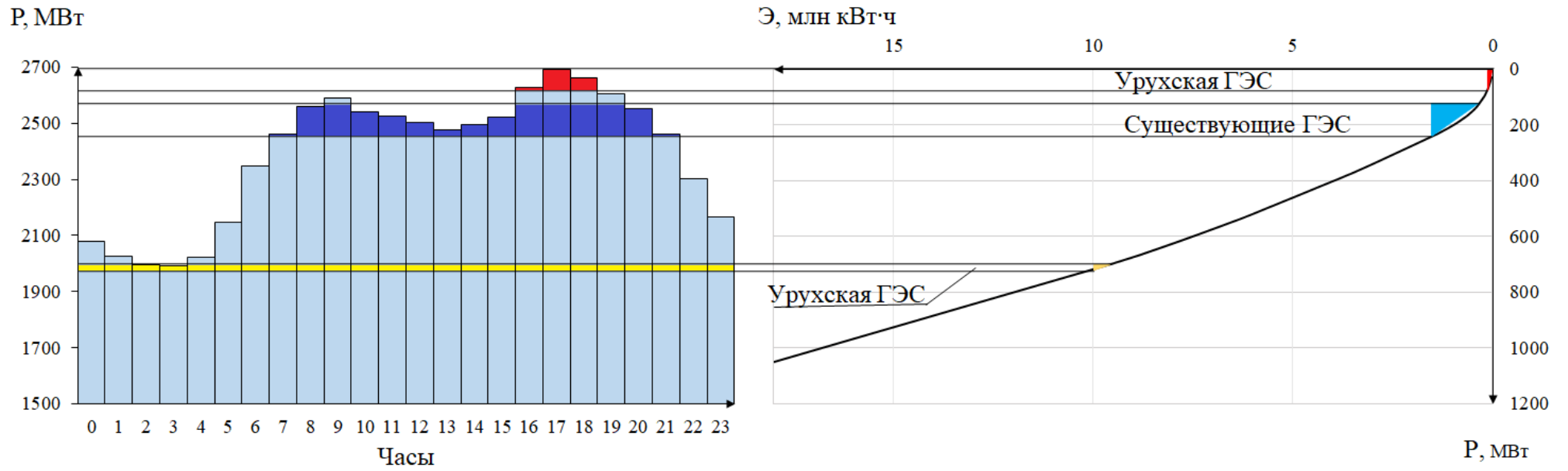


Рисунок А.3–Суточный график нагрузки декабря, совмещенный с ИКН

Окончание приложения А

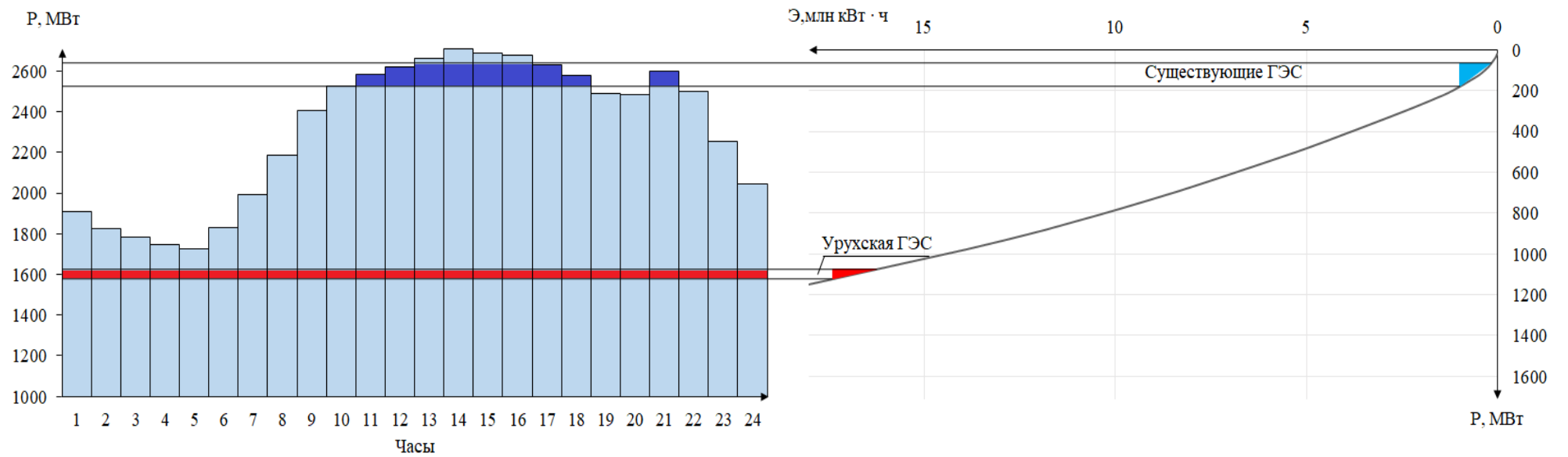


Рисунок А.4—Суточный график нагрузки июня, совмещенный с ИКН

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

Марка	Горизонтальные				Вертикальные							
	ПЛ10-ГК	ПЛ15-ГК	ПЛ20-ГК	ПЛ25-ГК	ПЛ20-В	ПЛ30а-В	ПЛ30б-В	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В	ПЛ50-В	ПЛ60-В	ПЛ70-В
№ УХ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$H_{пред}$, М	10	15	20	25	20	30	30	40	40	50	60	70
H_{min}/H_{max}	0.33	0.33	0.35	0.35	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
$n_{l\text{ опт}}$, об/м	150	145	155	150	146	126	130	125	123	116	116	106
$Q_{l\text{ опт}}$, л/с	1800	1700	1580	1680	1160	890	1270	1020	1150	1000	1080	860
$\eta_{м\text{ опт}}$	0.924	0.916	0.918	0.912	0.920	0.912	0.911	0.913	0.904	0.916	0.913	0.902
$Q_{l\text{ max}}$, л/с	3250	3000	2750	2750	2000	1950	1900	1800	1700	1500	1500	1400
$\sigma(Q_{l\text{ max}})$	2.4	2.1	1.8	1.6	1.0	1.0	1.0	0.65	0.65	0.60	0.55	0.55
$D_{l\text{ м2}}$, М	0.460	0.460	0.460	0.460	0.500	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460
$H_{мод}$, М	3	3	3	3	10	4	8	4	4	12	12	4
$t_{мод}$, °С	16	6	18	18	20	5	21	10	20	21	20	4

Марка	Диагональные						
	ПЛД50-В60 ⁰	ПЛД60-В60 ⁰	ПЛД70-В60 ⁰	ПЛД90-В45 ⁰	ПЛД115-В45 ⁰	ПЛД140-В45 ⁰	ПЛД170-В30 ⁰
№ УХ	13	14	15	16	17	18	19
$H_{пред}$, М	50	60	70	90	115	140	170
H_{min}/H_{max}	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
$n_{l\text{ опт}}$, об/м	113	111	107	85	83	85	80
$Q_{l\text{ опт}}$, л/с	1100	1130	1020	820	830	800	650
$\eta_{м\text{ опт}}$	0.910	0.906	0.907	0.921	0.916	0.921	0.909
$Q_{l\text{ max}}$, л/с	1650	1600	1600	1300	1200	1100	1100
$\sigma(Q_{l\text{ max}})$	0.60	0.65	0.60	0.45	0.40	0.35	0.32
$D_{l\text{ м2}}$, М	0.350	0.460	0.345	0.460	0.460	0.460	0.325
$H_{мод}$, М	5	12	6	4	4	4	5
$t_{мод}$, °С	16	20	7	16	9	7	16

Марка	Радиально - осевые										
	РО45 - В	РО75 - В	РО115-В	РО140-В	РО170а-В	РО170б-В	РО230а-В	РО230б-В	РО310-В	РО400-В	РО500-В
№ УХ	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$H_{пред}$, М	45	75	115	140	170	170	230	230	310	400	500
H_{min}/H_{max}	0.60	0.60	0.60	0.60	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.70	0.80
$n_{l\text{ опт}}$, об/м	82	83	75	73	68	69	66	69	64	65	66
$Q_{l\text{ опт}}$, л/с	1200	1020	900	840	625	585	535	500	400	237	227
$\eta_{м\text{ опт}}$	0.921	0.920	0.927	0.927	0.923	0.928	0.927	0.926	0.928	0.908	0.907
$Q_{l\text{ max}}$, л/с	1430	1200	1080	980	780	670	640	580	500	310	280
$\sigma(Q_{l\text{ max}})$	0.23	0.13	0.15	0.15	0.07	0.12	0.085	0.065	0.075	0.04	0.04
$D_{l\text{ м2}}$, М	0.460	0.460	0.5156	0.515	0.4355	0.5587	0.625	0.630	0.388	0.800	0.800
$H_{мод}$, М	4	4	4	4	4	4	4	4	30	5	5
$t_{мод}$, °С	8	20	2	16	7	4	8	7	20	19	19

Рисунок Б.1 – Основные параметры модельных турбин

Продолжение приложения Б

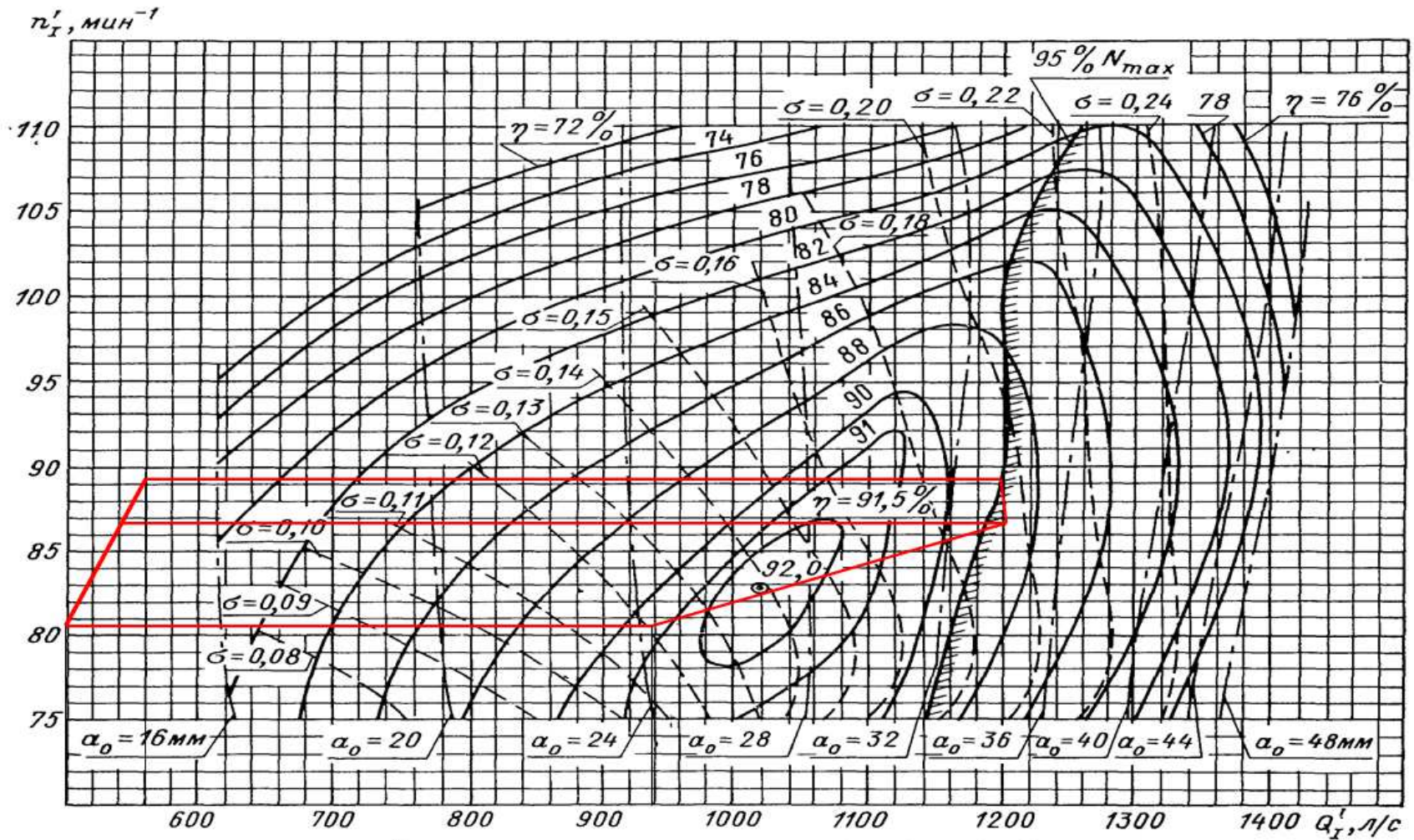


Рисунок Б.2 – Зона работы турбины РО 75-В-280

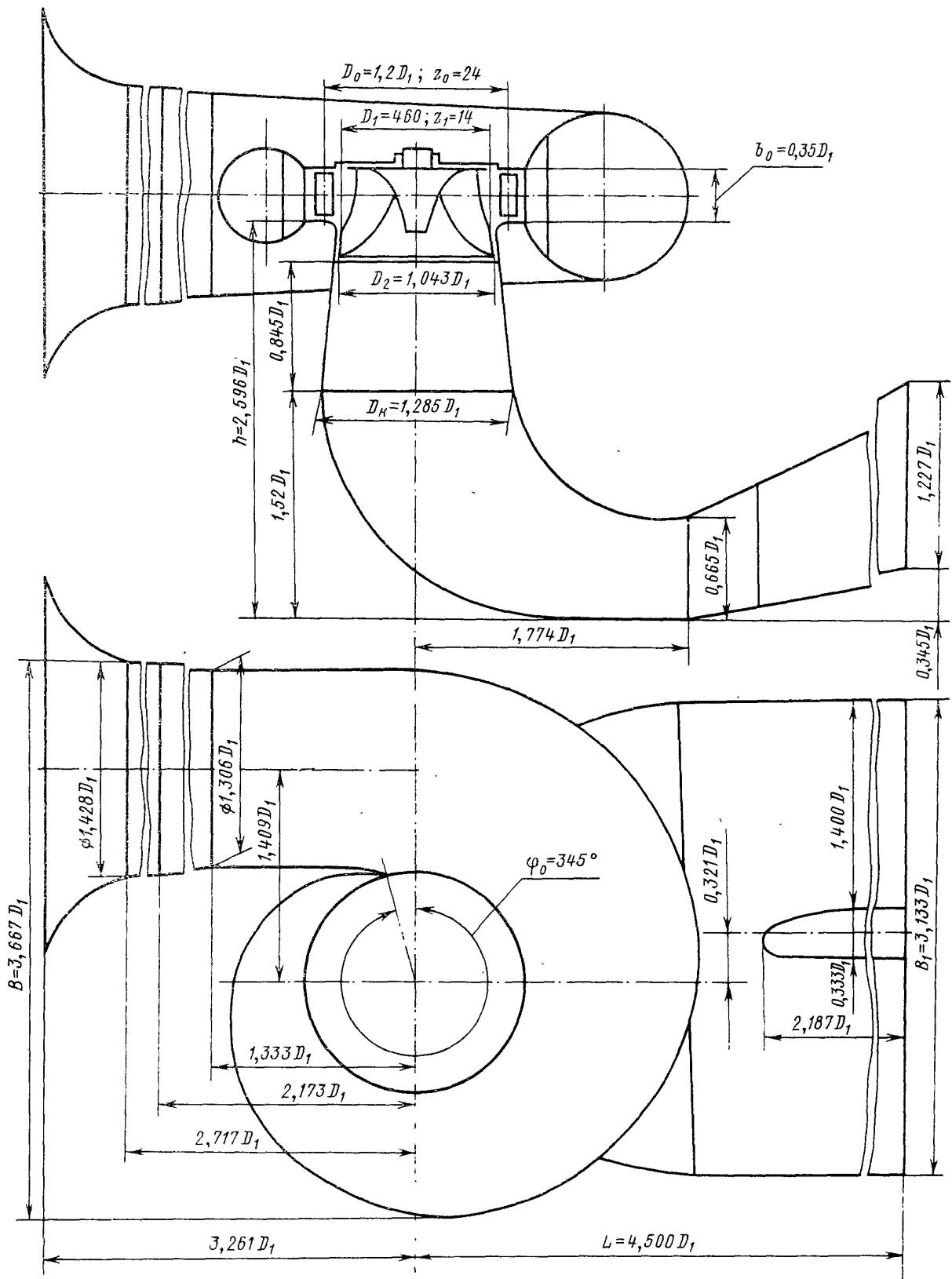


Рисунок Б.3 – Проточная часть модельной гидротурбины

Окончание приложения Б

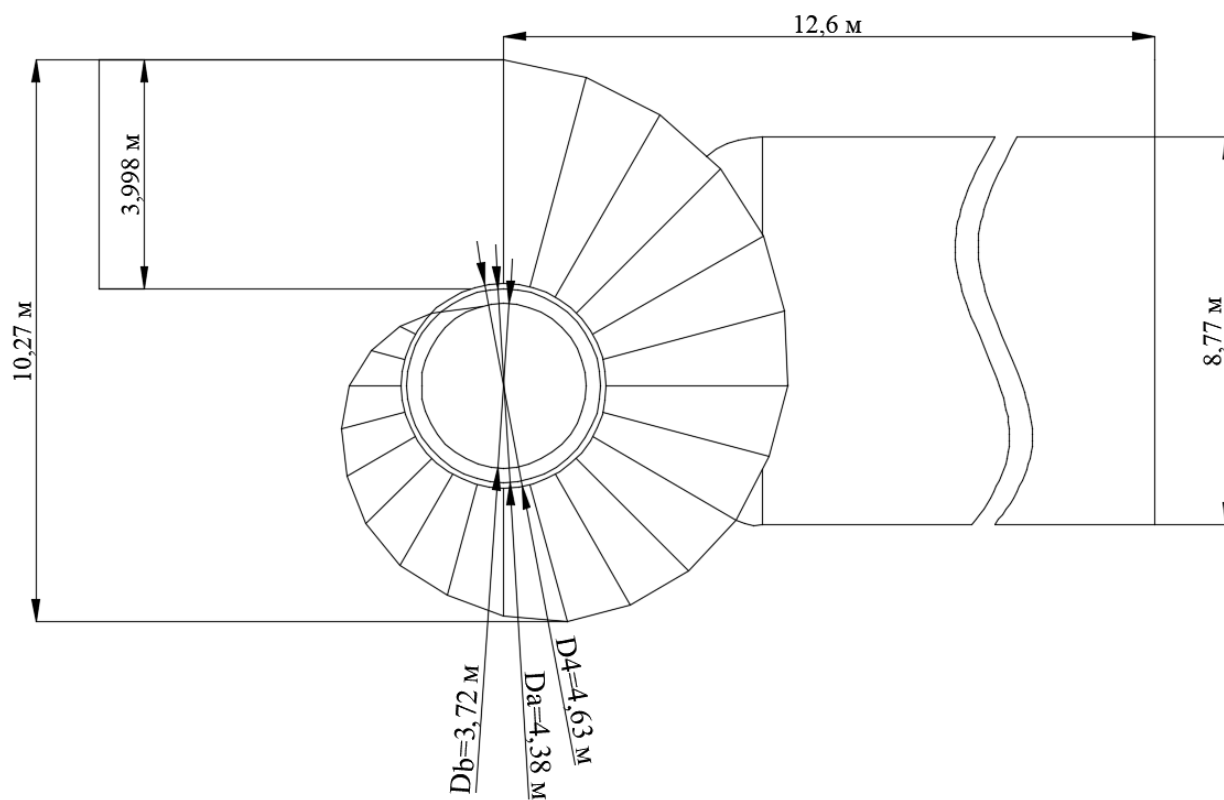


Рисунок Б.4 – План бетонной спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Организация и производство гидротехнических работ

p%	0,01	0,1	0,5	1	3	5	10	20	50	75	90	95	97	99	99,9
Φ или φ	5,936	4,516	3,47	3,008	2,245	1,875	1,34	0,76	-0,16	-0,73	-1,135	-1,328	-1,428	-1,602	-1,81
$M_S =$ C_V	2,926	2,226	1,711	1,483	1,107	0,924	0,661	0,375	-0,079	-0,360	-0,560	-0,655	-0,704	-0,790	-0,892
$K_S = M$ $S + I$	3,926	3,226	2,711	2,483	2,107	1,924	1,661	1,375	0,921	0,640	0,440	0,345	0,296	0,210	0,108
$Q = K_S$ Q_{cp} $м^3 / сек$	627,071	515,268	432,912	396,537	336,462	307,330	265,207	219,541	147,106	102,227	70,339	55,144	47,270	33,570	17,194

Рисунок В1 – Таблица обеспеченностей

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

Кафедра гидротехнических сооружений и гидравлических машин
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой


подпись А. А. Андрияс
инициалы, фамилия

« 16 » 06 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 – Строительство
код – наименование направления

Проектирование Урухской ГЭС на реке Урух. Расчет размера вреда при аварии
на ГЭС
тема

Руководитель 
подпись, дата 15.06.22 ст преподаватель
кафедры ГЭС и ГМ,
Саяно-Шушенский
филиал СФУ
должность, ученая степень

О. В. Захарова
инициалы, фамилия

Выпускник 
подпись, дата 16.06.22

Н. А. Вигант
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме Пректирование Урухской ГЭС
на реке Урух Расчет размера вреда при аварии на ГЭС.
название БР

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

С.А. Мася 14.06.22 А.А. Андрияс
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчеты

В.В. Мася 14.06.22 А.В. Мася
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

В.В. Мася 14.06.22 А.В. Мася
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

В.В. Мася 14.06.22 Е.В. Рибесова
подпись, дата инициалы, фамилия

Организация и производство
гидротехнических работ

В.В. Мася 06.05.22 Л.В. Колосова
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

В.В. Мася 16.06.22 В.М. Тагирова
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

В.В. Мася 16.06.22 В.А. Казаков
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.В. Мася 20.04.22 В.В. Мася
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

В.В. Мася 16.06.22 К.П. Сидельникова
подпись, дата инициалы, фамилия