

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

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 Анабарской ГЭС на реке Анабар.
Оценка устойчивости грунтовых откосов ГЭС

тема

Руководитель	_____	<u>ст. преподаватель</u> <u>кафедры ГЭС и ГМ,</u> <u>Саяно-Шушенский</u> <u>филиал СФУ</u> учёная степень, должность	<u>О.В.Захарова</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата		
Выпускник	_____		<u>А.А.Кольк</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата		

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Анабарской ГЭС на реке Анабар. Оценка устойчивости грунтовых откосов ГТС».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

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 Анабарской ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	8
1 Анализ исходных данных внешних условий.....	9
1.1 Климатические условия в районе предполагаемого строительства....	9
1.2 Гидрологические данные.....	9
1.3 Геологические условия.....	11
1.4 Энерго-экономическая характеристика района	11
2 Водно-энергетические расчёты и определение установленной мощности	12
2.1 Регулирование стока воды.....	12
2.1.1 Исходные данные.....	12
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов	12
2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года	14
2.2 Суточные графики нагрузки и построение ИКН	16
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	20
2.4 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы.....	22
2.5 Режим работы ГЭС по условию маловодного года	24
2.6 Определение рабочей мощности, проектируемой ГЭС	28
2.7 Расчёт резервов и определение установленной мощности, проектируемой ГЭС, расчёт баланса мощностей.....	31
2.8 Режим работы ГЭС по условию средневодного года	33
2.9 Построение режимного поля.....	35
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС.....	39
3.1 Выбор типа и числа агрегатов.....	39
3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу.....	43
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	44
3.4 Выбор типа серийного генератора.....	46
3.5 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры. Определение её геометрических размеров проточной части	49
3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины.....	52
3.6.1 Расчёт вала на прочность	52
3.6.2 Расчёт подшипника.....	52
3.7 Выбор типа маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора.....	54

4	Компоновка и сооружения гидроузла.....	55
4.1	Назначение класса ГТС	55
4.2	Проектирование сооружений напорного фронта.....	55
4.2.1	Определение отметки гребня плотины.....	55
4.2.1.1	Грунтовая плотина.....	55
4.2.1.2	Бетонная плотина.....	57
4.3	Гидравлические расчёты	57
4.3.1	Определение расчётных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчётного случая	57
4.3.2	Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла	59
4.3.3	Определение ширины водосливного фронта	60
4.3.4	Определение отметки гребня водослива	60
4.3.5	Проверка пропуска поверочного расчётного расхода	61
4.3.6	Построение профиля водосливной грани.....	62
4.3.7	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	64
4.3.8	Расчёт водобойной стенки.....	64
4.4	Конструирование плотины.....	67
4.4.1	Определение ширины подошвы плотины	67
4.4.2	Разрезка бетонной плотины швами	68
4.4.3	Быки.....	68
4.4.4	Устои	69
4.4.5	Дренаж тела бетонных плотин.....	69
4.4.6	Галереи в теле плотины.....	70
4.5	Основные элементы плотины	70
4.5.1	Противофильтрационная завеса и дренажные устройства.....	70
4.6	Фильтрационные расчёты подземного контура	71
4.7	Обоснование надёжности и безопасности бетонной плотины.....	71
4.7.1	Определение основных нагрузок на плотину	72
4.7.1.1	Вес сооружения и затворов	72
4.7.1.2	Сила гидростатического давления воды	72
4.7.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления	73
4.7.1.4	Сила фильтрационного давления.....	74
4.7.1.5	Давление грунта.....	74
4.7.1.6	Волновое давление	74
4.8	Оценка прочности плотины	75
4.9	Расчёт краевых напряжений для основного случая	76
4.10	Критерии прочности плотины и её основания для основного случая.....	77
4.11	Обоснования устойчивости плотины для основного случая.....	78

4.12	Расчёт краевых напряжений для поверочного случая	79
4.13	Критерии прочности плотины и её основания для поверочного случая	80
4.14	Обоснование устойчивости плотины для поверочного случая	81
5	Организация и производство гидротехнических работ	82
5.1	Определение этапов строительства	82
5.2	Гидравлический расчёт пропуска строительных расходов I очереди	82
5.3	Пропуск строительных расходов второй очереди через донные отверстия в водосбросе	83
5.3.1	Определение минимально допустимого количества донных отверстий из условия неразмываемости русла реки	83
5.3.2	Определение расчётной отметки порога донных отверстий	83
5.4	Расчёт туннеля для пропуска строительных расходов	84
5.5	Расчёт перемычек с учётом пропуска строительных расходов через туннель	85
5.6	Технология возведения туннеля	86
5.7	Конструкция перемычек	86
5.8	Технология возведения перемычек	87
5.9	Откачка воды и водопонижение в котловане	88
5.10	Цикл земельно-скальных работ в котловане	89
5.11	Буровзрывные работы	89
5.12	Производство земляных работ	91
5.13	Производство бетонных работ	93
5.14	Определение объёмов бетонных работ	93
5.15	Приготовление бетонной смеси	94
5.16	Транспорт бетонной смеси (горизонтальный)	94
5.17	Транспорт бетонной смеси (вертикальный)	95
5.18	Опалубочные работы	95
5.19	Технология монтажа опалубки	96
5.20	Арматурные работы	96
5.21	Технология монтажа арматурных изделий	96
5.22	Вибрирование бетона	97
5.23	Технология возведения грунтовых плотин	97
5.24	Распределение объёмов работ по этапам строительства	98
6	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Анабарского гидроузла	100
6.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	100
6.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	101

6.3	Отходы, образующиеся при строительстве	103
6.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	104
7	Пожарная безопасность. Охрана труда.....	106
7.1	Пожарная безопасность	106
7.2	Охрана труда	107
8.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	108
8.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	108
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу	108
8.1.3	Налоговые расходы.....	111
8.1.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	112
8.1.5	Оценка инвестиционного проекта	112
8.1.5.1	Бюджетная эффективность.....	112
8.1.5.2	Анализ чувствительности.....	113
9	Оценка устойчивости грунтовых откосов ГТС	115
9.1	Устойчивость откосов грунтовых плотин	115
9.2	Фильтрационный расчёт грунтовой плотины	115
9.3	Расчёт устойчивости откоса грунтовой плотины.....	118
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	121
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	122
	ПРИЛОЖЕНИЕ А – Исходный гидрологический ряд	125
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Характеристики турбины ПЛЗ0б-В-46	127

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ АНАБАРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Анабар.
2. Местонахождение ГЭС Якутия.
3. Тип проектируемой установки ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 425 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,5 % 4653 м³/с;
3% 3838 м³/с;
 - г) минимальный 100 м³/с.
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 55 м;
ФПУ 57 м;
УМО 48,38 м;
 - в) объемы:
полезный 17,65 км³.
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 28,9 м;
 - б) расчетный 23,6 м;
 - в) минимальный 20,9 м.
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 138 МВт;
гарантированная 104 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 0,781 млрд. кВт·ч.
8. Здание ГЭС:
 - а) тип здания русловое;
 - б) число агрегатов 3;
 - в) грунт в основании доломит;
 - г) тип спиральной камеры бетонная.
9. Основное оборудование:
 - а) тип турбины ПЛ30-В-530;
 - б) тип генератора СВ-779/80-48;
 - д) частота вращения 125 об/мин;
10. Водосбросные сооружения:
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и ширина пролётов 8 пролётов по 14 м;
 - в) общая длина 144 м;
 - г) максимальная высота 38,5 м;
11. Техничко-экономические показатели:
 - а) удельные показатели 52666,7 руб/кВт;
 - б) себестоимость энергии 0,23 руб/кВт·ч;
 - в) срок окупаемости 109 месяцев;

ВВЕДЕНИЕ

На территории России находится 10% мирового речного стока, освоение водного потенциала страны является важной задачей для её развития. Большая часть водных ресурсов расположена в Сибири и на Дальнем востоке, также восточные регионы страны являются наименее освоенными относительно использования водных ресурсов, что в свою очередь подтверждает необходимость освоения Дальнего востока и Сибири. Проектирование Анабарской ГЭС в Якутии позволит рассмотреть возможный потенциал ГЭС в данном регионе.

Целью бакалаврского проекта является расчёт установленной мощности Анабарской ГЭС, выбор основного энергетического оборудования, выбор экономичного профиля гравитационной бетонной плотины (расположенной на скальном основании) с водосбросом отвечающим условиям надежности, определение компоновки гидроузла. А также оценка устойчивости откоса грунтовой плотины.

1 Анализ исходных данных внешних условий

Створ проектируемой Анабарской ГЭС располагается на реке Анабар, в Республике Саха (Якутия). Он удалён на 12 километров вверх по течению от посёлка Эбелях.

1.1 Климатические условия в районе предполагаемого строительства

Исследуемый район относится к резко континентальному. Средняя температура воздуха в январе составляет -39°C , в июле $+20^{\circ}\text{C}$. Среднее годовое количество осадков -237 мм. Среднегодовая относительная влажность воздуха - 68%.

1.2 Гидрологические данные

Длина реки – 939 км, площадь бассейна – 100 тыс. км², среднегодовой расход воды 425 м³/с. Питание реки в основном снеговое и дождевое. Гидрологический ряд реки Анабар за период 1930-1979 г. Представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 425 \cdot 31536000 = 13,4 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

где $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний расход из приложения А, таблица А.1;
 t – число секунд в году.

Максимальные расходы расчётной обеспеченности приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Максимальные расходы воды расчётной обеспеченности

Обеспеченность, р%	0,01	0,1	0,5	1	3	5	10
Расход Q, м ³ /с	6864	5576	4653	4249	3838	3587	3281

Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.2, на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
Z _{ВБ} , м	V, км ³	Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с	Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с
25	0	25,00	0	25,00	0
32,75	3	25,89	200	25,89	120

Окончание таблицы 1.2

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя			
Z _{ВВ} , м	V, км ³	Z _{ВВ} , м	V, км ³	Z _{ВВ} , м	V, км ³
38,75	6	26,59	400	26,59	240
43,75	9	27,13	600	27,13	360
48,5	12	27,53	800	27,53	480
52,25	15	27,82	1000	27,82	600
55,25	18	28,00	1200	28,00	720
57,75	21	28,12	1400	28,12	840
59,75	24	28,20	1600	28,20	960
61,5	27	28,28	1800	28,28	1080
63	30	28,30	2000	28,30	1200

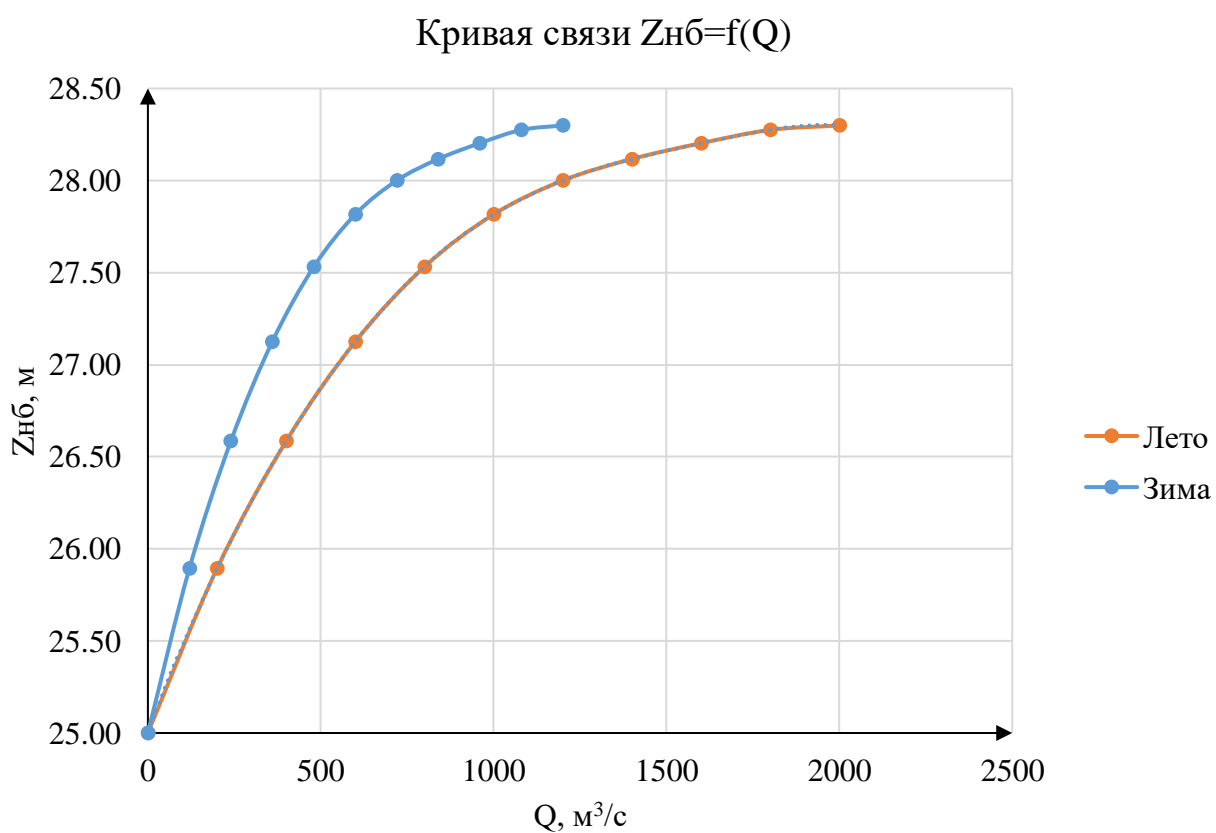


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

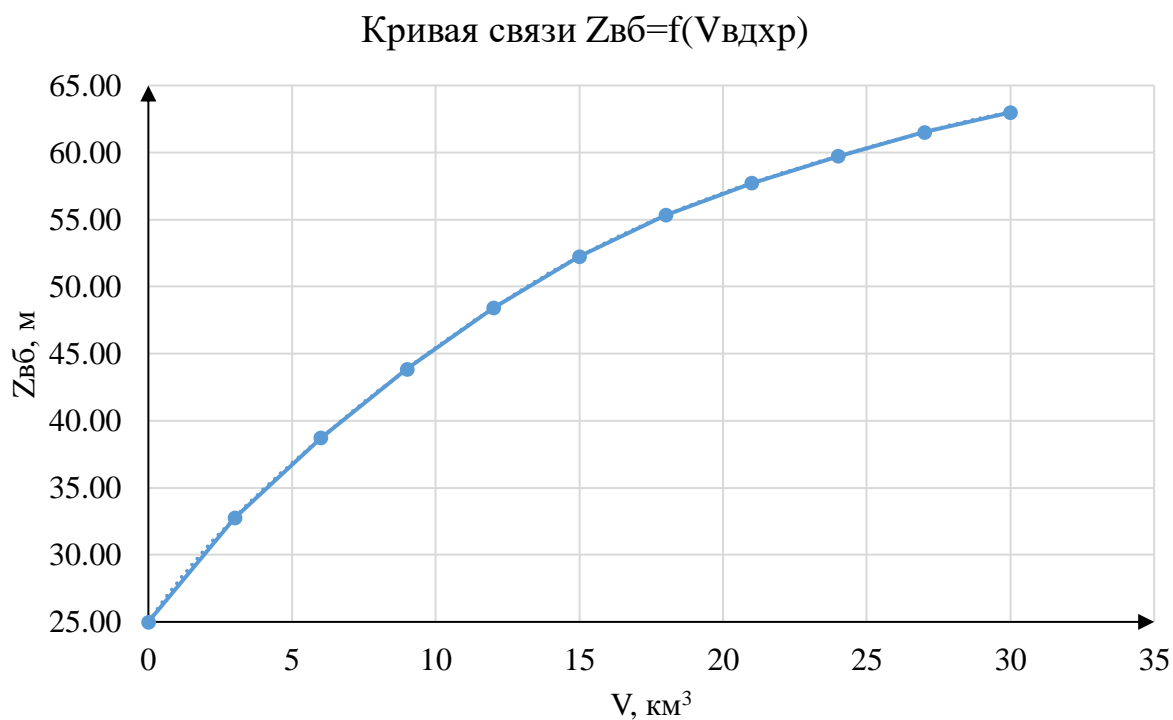


Рисунок 1.2 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

1.3 Геологические условия

Степень сейсмической опасности в районе села Саскылах 6 баллов шкалы MSK-64. Основание реки в месте створа сложено из Доломита.

1.4 Энерго-экономическая характеристика района

Помимо выработки энергии для близлежащих населённых пунктов основной потребитель электроэнергии в данном районе Анабарский горно-обогатительный комбинат.

2 Водно-энергетические расчёты и определение установленной мощности

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

– кривые связи расходов нижнего бьефа за летний и зимний период, а также кривые связи объема и площади водохранилища верхнего бьефа в таблицах 1.1 и 1.2, рисунки 1.1, 1.2;

– энергосистема: ОЭС Востока, Якутское РДУ, $P_{\max}=700$ МВт;

– коэффициент мощности $k_N = 8,7$;

– нагрузочный коэффициент $k_{\text{нагр}}=3\%$;

– аварийный коэффициент $k_{\text{авар}}=10\%$;

– потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h=0,3$ м;

– отметка НПУ=55 м;

$Q_{3\%}=3838$ м³/с;

– $Q_{0,5\%}=4653$ м³/с;

– Гидрологический ряд реки Анабар за период 1930-1969 гг. представлен в приложение А;

– потери водохранилища, требования водохозяйственного комплекса, санитарный пропуск представлены в таблице 2.11, 2.12.

2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов (метод реального года) целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Считаем, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу ($Q_n \geq Q_{\text{ср.год}}$). Тогда остальные месяцы составят маловодный период ($Q_m < Q_{\text{ср.год}}$).

$$p(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100. \quad (2.1)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

m – порядковый номер члена ряда расходов, расположенного по убыванию;

n – общее число членов ряда.

Далее вычисляем средние расходы за год, период межени и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания и вычисляем обеспеченности.

Результаты заносятся в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Qгод, м3/с	Годы	Qполов, м3/с	Годы	Qмежен, м3/с	Годы
1	2	728	1938	1705	1938	51	1941
2	4	604	1931	1417	1931	50	1978
3	6	602	1968	1415	1968	45	1942
4	8	595	1975	1390	1975	44	1979
5	10	556	1976	1277	1976	42	1939
6	12	555	1939	1272	1939	41	1953
7	14	554	1941	1258	1941	41	1976
8	16	552	1978	1256	1978	38	1957
9	18	523	1933	1219	1933	35	1940
10	20	522	1970	1219	1970	34	1963
11	22	513	1957	1181	1958	34	1977
12	24	504	1958	1179	1943	33	1947
13	25	503	1943	1177	1957	32	1934
14	27	501	1965	1167	1965	32	1936
15	29	489	1935	1135	1935	32	1971
16	31	487	1972	1130	1972	31	1955
17	33	477	1977	1097	1977	31	1964
18	35	470	1940	1080	1940	31	1959
19	37	459	1937	1062	1937	30	1973
20	39	449	1960	1036	1960	29	1938
21	41	447	1945	1034	1945	29	1956
22	43	429	1953	986	1974	29	1960
23	45	426	1974	972	1953	28	1944
24	47	419	1942	957	1944	28	1935
25	49	418	1979	955	1952	28	1975
26	51	415	1944	942	1942	28	1937
27	53	413	1952	941	1979	27	1949
28	55	404	1955	927	1955	27	1951
29	57	402	1959	922	1959	27	1945
30	59	395	1949	910	1949	27	1972
31	61	393	1948	907	1948	26	1933
32	63	388	1951	893	1951	26	1952
33	65	372	1932	861	1969	26	1974
34	67	372	1969	858	1932	26	1948
35	69	367	1964	839	1964	25	1970
36	71	361	1956	825	1956	24	1965
37	73	357	1947	819	1962	24	1932
38	75	355	1962	810	1947	24	1962
39	76	335	1950	779	1950	23	1930
40	78	322	1934	734	1967	23	1931
41	80	319	1967	728	1934	23	1969
42	82	318	1936	725	1930	22	1967
43	84	317	1973	720	1936	21	1968
44	86	316	1930	719	1973	21	1958
45	88	287	1971	644	1971	20	1943
46	90	276	1946	640	1946	19	1950

Окончание таблицы 2.1

m	P, %	Qгод, м3/с	Годы	Qполов, м3/с	Годы	Qмежен, м3/с	Годы
47	92	272	1961	627	1961	18	1961
48	94	265	1954	613	1954	16	1954
49	96	240	1963	529	1963	16	1946
50	98	210	1966	486	1966	13	1966

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

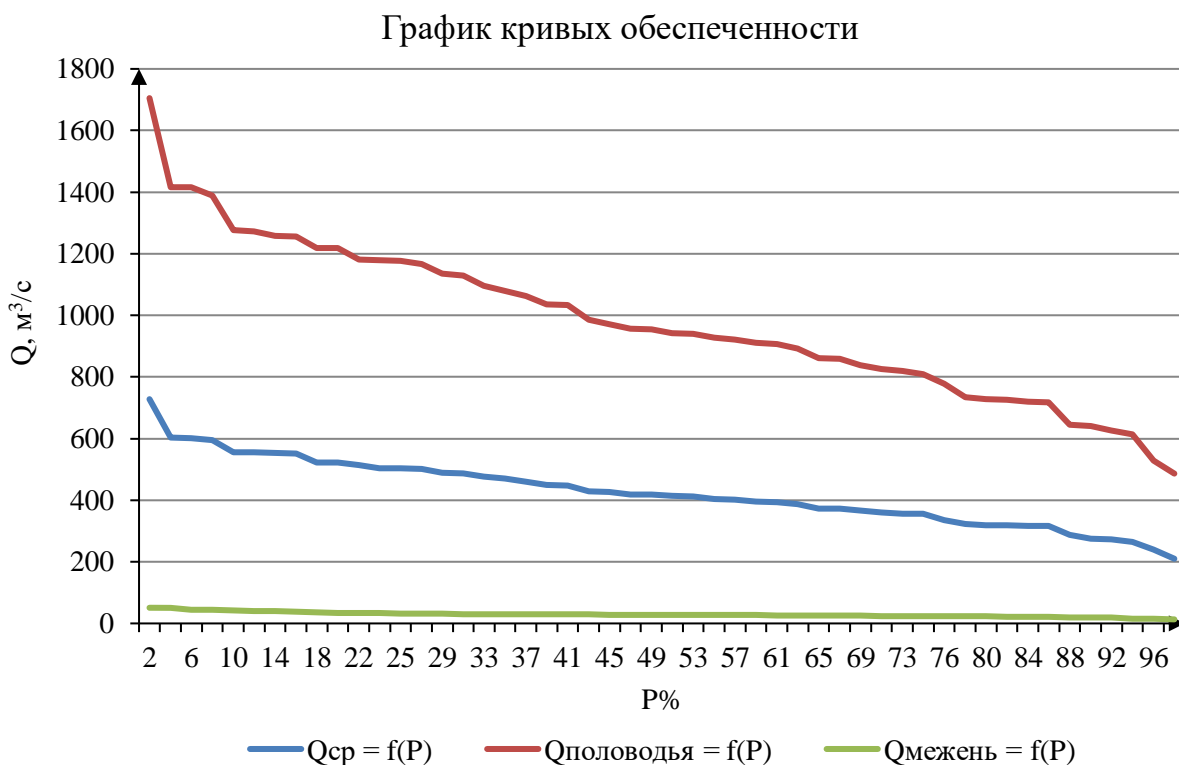


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1979 и 1944 гг. Интерполируем значение расхода для 50% обеспеченности.

Среднеполоводное базовое значение для 50% обеспеченности

$$Q_{п50\%базовое} = \frac{955,4+941,8}{2} = 948,6 \text{ м}^3/\text{сек.} \quad (2.2)$$

Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности

$$Q_{м50\%базовое} = \frac{27,8+27,69}{2} = 27,74 \text{ м}^3/\text{сек.} \quad (2.3)$$

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

1979:

$$K_M = \frac{Q_{\text{М базовое 50\%}}}{Q_{\text{М1979}}} = \frac{27,74}{43,91} = 1,0085 \quad (2.4)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{П базовое 50\%}}}{Q_{\text{П1979}}} = \frac{948,6}{940,6} = 0,632 \quad (2.5)$$

1944:

$$K_M = \frac{Q_{\text{М базовое 50\%}}}{Q_{\text{М1944}}} = \frac{27,74}{28,16} = 0,9914 \quad (2.6)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{П базовое 50\%}}}{Q_{\text{П1944}}} = \frac{948,6}{956,8} = 0,985 \quad (2.7)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1979 г. Так как среднегодовой расход стал больше исходного, то понижаем повышающий коэффициент. Данные расходов в расчетном средневодном году представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы в расчетном средневодном году 1979 (P=50%)

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Ср. год м ³ /с
1979 г.	19,7	9,5	6,1	5,1	805	1610	937	864	487	163	66	38	417,533
С привед.	12,4	6,0	3,9	3,2	811,8	1623,7	945,0	871,3	491,1	103,0	41,7	24,0	411,433
С коррект.	17,1	8,3	5,3	4,4	811,8	1623,7	945,0	871,3	491,1	141,8	57,4	33,1	417,533

1946:

$$Q_{\text{П базовое 90\%}} = 640 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

$$Q_{\text{М базовое 90\%}} = 19 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{П базовое 90\%}}}{Q_{\text{П1946}}} = \frac{640}{640} = 1. \quad (2.8)$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{М базовое 90\%}}}{Q_{\text{М1946}}} = \frac{19}{16} = 1,1528. \quad (2.9)$$

Так как один из коэффициентов приведения равен единице, расход в расчетном маловодном году оставляем без изменений. Данные расходов в расчетном маловодном году представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы в расчетном маловодном году 1946 (P=90%)

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Qср. год, м ³ /с
1946	8	5,1	4,7	3,8	758	873	745	537	286	63	19	9	275,967

Проверяем, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Сравнение расходов

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q50%	17,1	8,3	5,3	4,4	811,8	1623,7	945,0	871,3	491,1	141,8	57,4	33,1
Q90%	8	5,1	4,7	3,8	758	873	745	537	286	63	19	9
Q50%-Q90%	9,1	3,2	0,6	0,6	53,8	750,7	200,0	334,3	205,1	78,8	38,4	24,1

2.2 Суточные графики нагрузки и построение ИКН

Проектируемая ГЭС принадлежит ОДУ Востока суммарной установленной мощностью 11,23 тыс. МВт. Предполагаемая мощность проектируемой станции меньше 0,1 мощности энергосистемы, не имеет смысла проектировать станцию на нагрузку всей энергосистемы.

Проектируемая ГЭС находится в Якутском РДУ суммарной установленной мощностью 1623 МВт. Мощность проектируемой ГЭС меньше 0,1 максимальной мощности РДУ, следовательно, проектируем на изолированную нагрузку.

Суточный график нагрузки строим по методике института «Энергосетьпроект».

Коэффициенты плотности суточного графика нагрузки и коэффициенты для расчёта типового суточного графика представлены в таблицах 2.5 и 2.6.

Коэффициенты $\alpha_t^3, b_t^3, \alpha_t^L, b_t^L$ приведены в справочных таблицах, а коэффициенты $\beta_{сут}^3, \beta_{сут}^L$ вычисляются по графику представленному на рисунке 2.2.

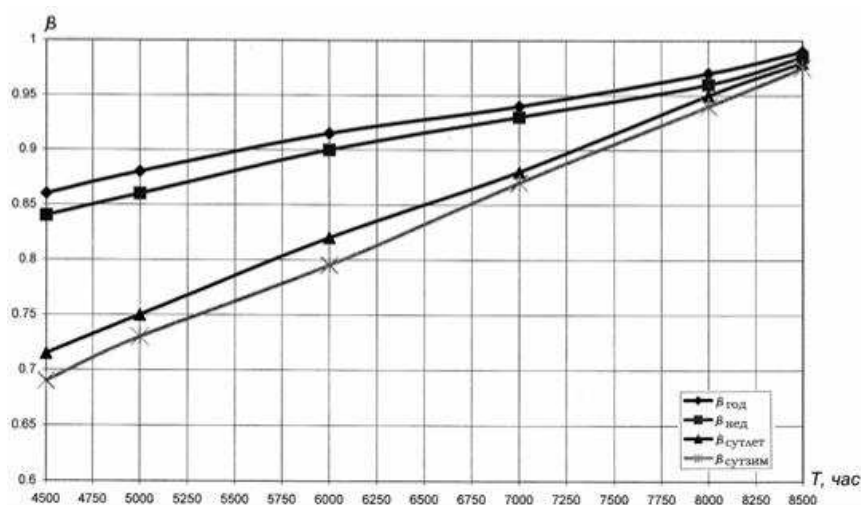


Рисунок 2.2 – Показатели графиков нагрузки энергосистемы для района Центр 66-58° северной широты

Таблица 2.5 – Коэффициенты плотности суточного графика нагрузки

β зим	β лета	α лето	$P(\max)$
0,83	0,85	0,58	700

Таблица 2.6 – Коэффициенты для расчета типового суточного графика

Часы суток	Север (66-58° северной широты)	
	Зима	Лето
0	$2.04\beta_1 - 1.03$	$1.86\beta_2 - 0.84$
1	$2.28\beta_1 - 1.27$	$2.06\beta_2 - 1.04$
2	$2.3\beta_1 - 1.30$	$2.15\beta_2 - 1.14$
3	$2.3\beta_1 - 1.33$	$2.25\beta_2 - 1.25$
4	$2.3\beta_1 - 1.30$	$2.34\beta_2 - 1.33$
5	$2.34\beta_1 - 1.32$	$2.19\beta_2 - 1.20$
6	$2.36\beta_1 - 1.30$	$2.06\beta_2 - 1.07$
7	$1.55\beta_1 - 0.55$	$1.5\beta_2 - 0.505$
8	$0.84\beta_1 + 0.16$	$0.85\beta_2 + 0.15$
9	$0.16\beta_1 + 0.834$	$0.163\beta_2 + 0.84$
10	$0.195\beta_1 + 0.79$	1.0
11	$0.292\beta_1 + 0.68$	$0.26\beta_2 + 0.742$
12	$0.455\beta_1 + 0.50$	$0.49\beta_2 + 0.508$
13	$0.39\beta_1 + 0.575$	$0.39\beta_2 + 0.611$
14	$0.29\beta_1 + 0.697$	$0.26\beta_2 + 0.742$
15	$0.33\beta_1 + 0.641$	$0.39\beta_2 + 0.666$
16	$0.454\beta_1 + 0.53$	$0.62\beta_2 + 0.38$
17	$0.098\beta_1 + 0.90$	$0.39\beta_2 + 0.606$
18	1.0	$0.49\beta_2 + 0.508$
19	$0.162\beta_1 + 0.84$	$0.62\beta_2 + 0.38$
20	$0.24\beta_1 + 0.742$	$0.66\beta_2 + 0.313$
21	$0.29\beta_1 + 0.707$	$0.62\beta_2 + 0.39$
22	$0.78\beta_1 + 0.22$	$0.75\beta_2 + 0.26$
23	$1.36\beta_1 + 0.36$	$1.14\beta_2 + 0.125$

Подставив все необходимые значения в формулы, выполнен расчет для построения суточных графиков энергосистемы.

$$P_t^3 = P_c^{\max} \cdot (\alpha_t^3 \cdot \beta_{\text{сут}}^3 + b_t^3), \quad (2.10)$$

$$P_t^L = P_c^{\max} \cdot \alpha_{\text{лет}} \cdot (\alpha_t^L \cdot \beta_{\text{сут}}^L + b_t^L). \quad (2.11)$$

Таблица 2.7 – Данные для построения суточных графиков нагрузки

Часы суток	Север (66-58° северной широты)	
	Зима	Лето
0	464	301
1	436	289
2	426	279
3	405	269
4	426	268
5	436	269
6	461	276
7	516	313
8	600	354
9	677	397
10	666	406
11	646	391
12	614	375
13	629	383
14	656	391
15	640	405
16	635	368
17	687	381
18	700	375
19	682	368
20	659	355
21	663	372
22	607	364
23	538	343
Рср, кВт	578	345
Рmax. кВт	700	406

По данным таблицы 2.7 строим суточный график нагрузки для лета и зимы представленный на рисунке 2.3.

Суточный график нагрузки: зима, лето

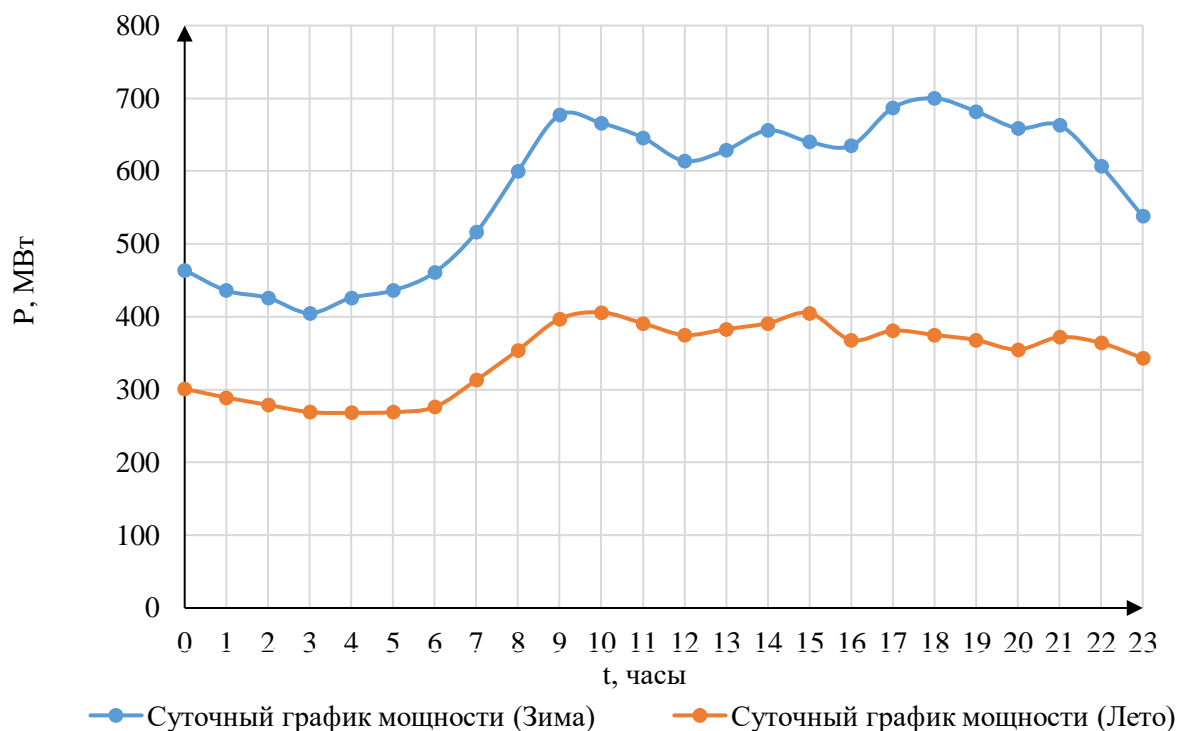


Рисунок 2.3 – Суточный график нагрузки: зима, лето

Основываясь на данных о мощности потребления, построим ИКН. Расчеты для построения ИКН представлены в таблицах 2.8 и 2.9.

Таблица 2.8 – Расчеты для построения ИКН в летний период.

Час	P, MWt	Рокр, MWt	Рранж, MWt	dP	dЭ	dPкоор	dЭкоор
1	301	301	406	1	0,001	1	0,001
2	289	289	405	8	0,016	9	0,017
3	279	279	397	6	0,018	15	0,035
4	269	269	391	0	0,000	15	0,035
5	268	268	391	8	0,040	23	0,075
6	269	269	383	2	0,012	25	0,087
7	276	276	381	6	0,042	31	0,129
8	313	313	375	0	0,000	31	0,129
9	354	354	375	3	0,027	34	0,156
10	397	397	372	4	0,040	38	0,196
11	406	406	368	0	0,000	38	0,196
12	391	391	368	4	0,048	42	0,244
13	375	375	364	9	0,117	51	0,361
14	383	383	355	1	0,014	52	0,375
15	391	391	354	11	0,165	63	0,540
16	405	405	343	30	0,480	93	1,020
17	368	368	313	12	0,204	105	1,224
18	381	381	301	12	0,216	117	1,440
19	375	375	289	10	0,190	127	1,630
20	368	368	279	3	0,060	130	1,690

Окончание таблицы 2.8

Час	P,МВт	Рокр,МВт	Рранж,МВт	dP	dЭ	dPкоор	dЭкоор
21	355	355	276	7	0,147	137	1,837
22	372	372	269	0	0,000	137	1,837
23	364	364	269	1	0,023	138	1,860
24	343	343	268	268	6,432	406	8,292

Таблица 2.9 – Расчеты для построения ИКН в зимний период.

час	P,МВт	Рокр,МВт	Рранж,МВт	dP	dЭ	dPкоор	dЭкоор
1	464	464	700	13	0,013	13	0,013
2	436	436	687	5	0,010	18	0,023
3	426	426	682	5	0,015	23	0,038
4	405	405	677	11	0,044	34	0,082
5	426	426	666	3	0,015	37	0,097
6	436	436	663	4	0,024	41	0,121
7	461	461	659	3	0,021	44	0,142
8	516	516	656	10	0,080	54	0,222
9	600	600	646	6	0,054	60	0,276
10	677	677	640	5	0,050	65	0,326
11	666	666	635	6	0,066	71	0,392
12	646	646	629	15	0,180	86	0,572
13	614	614	614	7	0,091	93	0,663
14	629	629	607	7	0,098	100	0,761
15	656	656	600	62	0,930	162	1,691
16	640	640	538	22	0,352	184	2,043
17	635	635	516	52	0,884	236	2,927
18	687	687	464	3	0,054	239	2,981
19	700	700	461	25	0,475	264	3,456
20	682	682	436	0	0,000	264	3,456
21	659	659	436	10	0,210	274	3,666
22	663	663	426	0	0,000	274	3,666
23	607	607	426	21	0,483	295	4,149
24	538	538	405	405	9,720	700	13,869

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Используя данные из суточного графика $P(t)$, построим годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы на рисунке 2.4 значения приведены в таблице 2.10.

Максимальная и средняя нагрузка энергосистемы носит синусоидальный характер и для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos|30^\circ t - 15^\circ| \quad (2.12)$$

где t – номер месяца.

При $P_3^{max} = 700$ МВт и $P_L^{max} = 406$ МВт получаем:

$$a = \frac{P_3^{max} + P_L^{max}}{2} = \frac{700 + 406}{2} = 553. \quad (2.13)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_L^{max}}{2} = \frac{700 - 406}{2} = 147 \quad (2.14)$$

По аналогичным формулам также рассчитаем график среднемесячных нагрузок энергосистемы.

При $P_3^{cp} = 578$ МВт и $P_L^{cp} = 345$ МВт получаем:

$$a = \frac{P_3^{cp} + P_L^{cp}}{2} = \frac{578 + 345}{2} = 462 \quad (2.15)$$

$$b = \frac{P_3^{cp} - P_L^{cp}}{2} = \frac{578 - 345}{2} = 116 \quad (2.16)$$

Таблица 2.10 – Данные для построения годовых графиков максимальных и средних нагрузок энергосистемы

t	a	cos	P_t^{max}	P_t^{cp}
1	0,262	0,966	695	574
2	0,785	0,707	657	544
3	1,308	0,259	591	492
4	1,832	-0,258	515	432
5	2,355	-0,706	449	380
6	2,878	-0,966	411	350
7	3,402	-0,966	411	349
8	3,925	-0,709	449	379
9	4,448	-0,261	515	431
10	4,972	0,256	591	492
11	5,495	0,705	657	544
12	6,018	0,965	695	574

Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

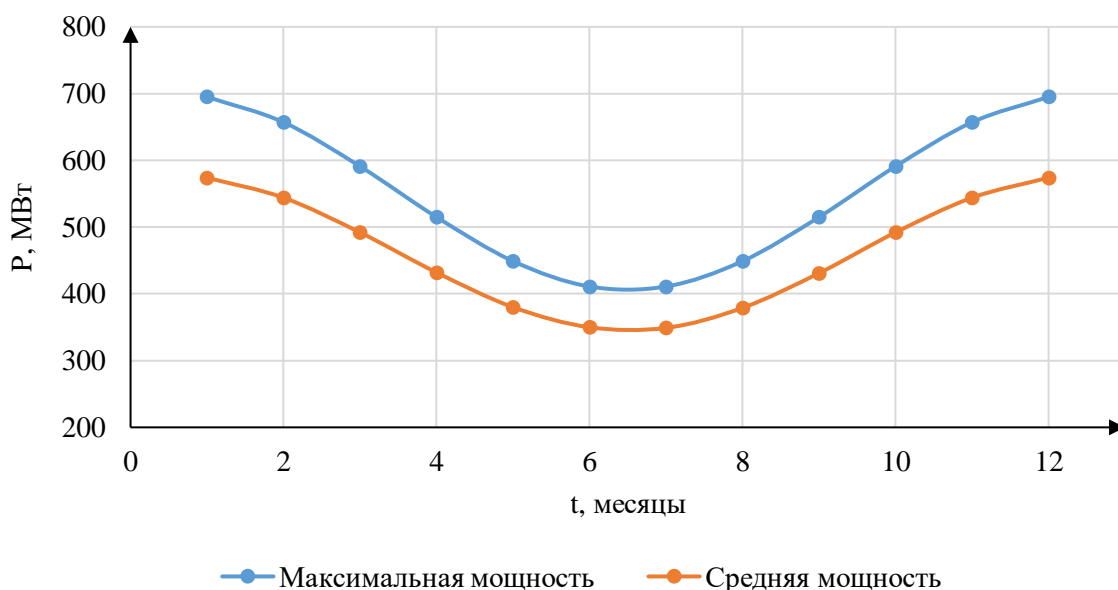


Рисунок 2.4 – График максимальных и среднемесячных мощностей

2.4 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчетного маловодного года (1946г.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца:

$$N_{\text{Быт.ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} \quad (2.17)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,7$;

$Q^{\text{пр}90\%}$ – бытовой расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;

$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВВ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h \quad (2.18)$$

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

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, определенный по летней или зимней кривой связи, м;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,3$ м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

Расчёты режимов работы сведены в таблицы 2.11, 2.12, 2.13.

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} \quad (2.19)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м³/с.

Таблица 2.11 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при уровне ВБ равном НПУ

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q _{быт} , м ³ /с	8	5,1	4,7	3,8	758	873	745	537	286	63	19	9
Z _{вб} , м	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Z _{нб} , м	25,07	25,04	25,04	25,02	27,46	27,65	27,43	26,97	26,21	25,50	25,16	25,08
H _{гэс} , м	29,63	29,66	29,66	29,68	27,24	27,05	27,27	27,73	28,49	29,20	29,54	29,62
N _{быт} , МВт	2	1	1	1	180	205	177	130	71	16	5	2

Таблица 2.12 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q _{вхк} , м ³ /с	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Z _{вб} , м	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Z _{нб} , м	26,37	26,37	26,37	25,89	25,89	25,89	25,89	25,89	25,89	26,37	26,37	26,37
H _{гэс} , м	28,33	28,33	28,33	28,81	28,81	28,81	28,81	28,81	28,81	28,33	28,33	28,33
N _{вхк} , МВт	49	49	49	50	50	50	50	50	50	49	49	49

Таблица 2.13 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
N _{быт} , МВт	2	1	1	1	180	205	177	130	71	16	5	2
N _{вхк} , МВт	49	49	49	50	50	50	50	50	50	49	49	49
N _{быт} -N _{вхк} , МВт	-47	-48	-48	-49	130	155	127	80	21	-33	-44	-47
Низб, МВт	197											

Строим баланс энергии, представленный на рисунке 2.5, на котором излишки бытовой мощности распределяем таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы и максимально сгладить среднемесячную нагрузку на годовом графике среднемесячных мощностей.

Для того чтобы произвести первый приближенный расчёт гарантированной энергоотдачи, на рисунке проводим горизонтальную прямую гарантированной мощности (черная линия).

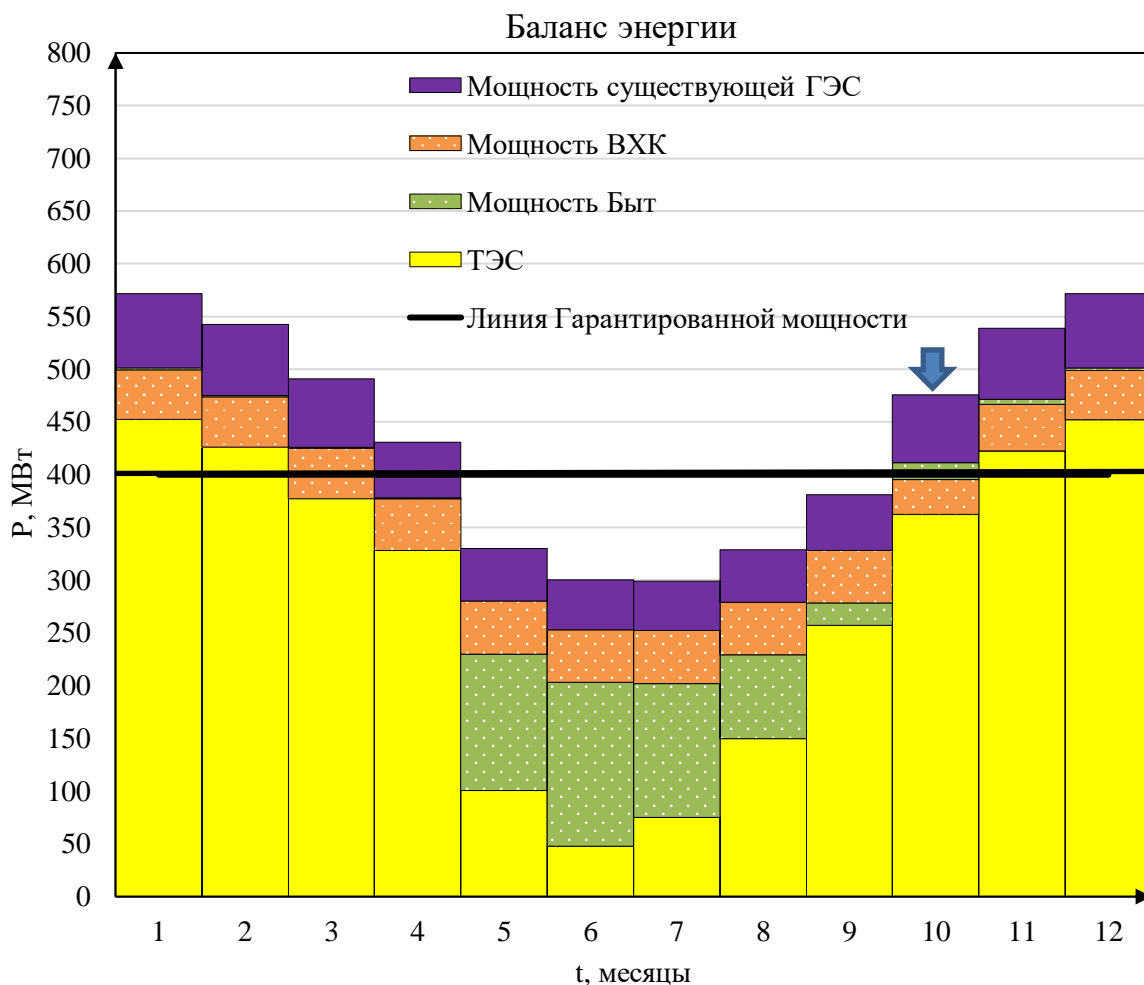


Рисунок 2.5 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС с учётом перераспределения бытовых мощностей

Уровень гарантированной линии равен 400 МВт

За первый месяц сработки принимаем - сентябрь. Из рисунка 2.5 видно, что под регулирование попали 4 месяца, а в остальные месяцы, ГЭС работает по требованиям ВХК. Данные приведены в таблице 2.14 необходимы для проведения 1 итерации.

Таблица 2.14 – Гарантированная мощность проектируемой ГЭС

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$N_{гар}$, МВт	104	76	ВХК								76	104

2.5 Режим работы ГЭС по условию маловодного года

В результате сработки водохранилища определяется, отметка УМО, а также определяются конечные значения гарантированных мощностей проектируемой ГЭС. Сработка водохранилища начинается первый месяц после половодья. В результате сработки водохранилища отметки начала сработки должны совпасть с конечными отметками. Для сработки водохранилища необходимы следующие данные: потери водохранилища и расходы

маловодного года указаны в таблице 5.1. Все необходимые формулы для расчёта сработки приведены ниже.

$$Q_{ГЭС} = Q_{\text{полезный}} + Q_{\text{водохранилища}} - Q_{\text{холостые сбросы}}, \quad (2.20)$$

$$Q_{НБ} = Q_{\text{шлюзования}} + Q_{\text{фильтрации}} + Q_{\text{холостые сбросы}} + Q_{ГЭС}, \quad (2.21)$$

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{шл.}} - Q_{\text{исп.}} - Q_{\text{фильт.}} - Q_{\text{лёд}}, \quad (2.22)$$

$$\Delta V = \frac{Q_{\text{водохр.}} \cdot t_{\text{мес.}}}{10^9}, \quad (2.23)$$

$$V_{\text{кон.}} = V_{\text{нач.}} - \Delta V, \quad (2.24)$$

$$Z_{\text{ВБср.}} = \frac{Z_{\text{ВБ}}^{\text{нач.}} + Z_{\text{ВБ}}^{\text{кон.}}}{2}, \quad (2.25)$$

$$H = Z_{\text{ВБср.}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.26)$$

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

Начальный объем равен объему при отметке НПУ=55м.

В каждом последующем месяце значением начального объема должно быть равно значению конечного объема прошлого месяца. Результаты первой итерации представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15– Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (начальная итерация)

начальная итерация																					
Месяц, декада	Расходы, м ³ /с											Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность N _{гар.} МВт
	Бытовой расход Q _{быт}	потери на				Полезный бытовой расход Q _{пол.б.}	Расход из водохранилища Q _{водх}	Расход ВХК Q _{ВХК}	Расход через турбины Q _{ГЭС}	Расход холодных сбросов Q _{х.сбп.}	Расход нижнего бьефа Q _{нб}	Объём начальный V _{нач.}	Приращение объёма ΔV	Объём конечный V _{кон}	верхнего бьефа			Отметка НБ ЗНБ.			
		Шлюзование Q _{шл}	Фильтрация Q _ф	Испарение Q _{исп}	Льдообразование Q _л										Начальная отметка Z _{нач. ВБ}	Конечная отметка Z _{кон. ВБ}	Средняя отметка Z _{ср. ВБ}				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности																					
10	63	0	1	1	3	59	140	200	199	0	200	17,65	0,3629	17,29	55,00	54,66	54,83	26,37	28,16	49	ВХК
11	19	0	0	0	3	16	284	200	300	0	300	17,29	0,7361	16,55	54,66	53,93	54,29	26,87	27,12	71	71
12	9	0	0	0	3	6	440	200	446	0	446	16,55	1,1405	15,41	53,93	52,71	53,32	27,43	25,59	99	99
1	8	0	0	0	3	5	467	200	472	0	472	15,41	1,2105	14,20	52,71	51,29	52,00	27,51	24,19	99	99
2	5,1	0	0	0	3	2,1	350	200	352	0	352	14,20	0,9072	13,29	51,29	50,15	50,72	27,09	23,33	71	71
3	4,7	0	0	0	2	2,7	197	200	200	0	200	13,29	0,5106	12,78	50,15	49,47	49,81	26,37	23,14	40	ВХК
4	3,8	0	0	0	1	2,8	197	200	200	0	200	12,78	0,5106	12,27	49,47	48,78	49,13	25,89	22,93	40	ВХК
5	758	0	8	8	1	742	-550	200	192	0	200	12,27	-1,4256	13,70	48,78	50,67	49,72	25,89	23,53	39	ВХК
6	873	0	9	9	-12	868	-677	200	191	0	200	13,70	-1,7548	15,45	50,67	52,76	51,71	25,89	25,52	42	ВХК
7	745	0	7	7	-7	737	-544	200	193	0	200	15,45	-1,4100	16,86	52,76	54,24	53,50	25,90	27,30	46	ВХК
8	537	0	5	5	0	526	-331	200	195	0	200	16,86	-0,8580	17,72	54,24	55,06	54,65	25,89	28,46	48	ВХК
9	286	0	3	3	0	280	-83	200	197	0	200	17,72	-0,2151	17,94	55,06	55,26	55,16	25,89	28,97	50	ВХК

В данном расчете видно, что отметка ВБ в конце сработки меньше чем первоначальная на 0,26 м. Это означает, что необходимо выполнить корректировку $N_{гар}$. Далее производим расчёт сработки-наполнения водохранилища, увеличивая гарантированную мощность тех месяцев, которые попали под регулирование, до тех пор, пока не будет произведён полный цикл сработки-наполнения таблица 2.16.

Таблица 2.16– Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (конечная)

конечная итерация																					
Месяц, декада	Расходы, м ³ /с											Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность Nгар. МВт
	Бытовой расход Qбыт	потери на				Полезный бытовой расход Qпол.б.	Расход из водохранилища Qводх	Расход ВХК QВХК	Расход через турбины QГЭС	Расход холостых сбросов Qх.сбп.	Расход нижнего бьефа Qнб	Объём начальный Vнач.	Приращение объёма ΔV	Объём конечный Vкон	верхнего бьефа			Отметка НБ ЗНБ.			
		Шлюзование Qшл	Фильтрация Qф	Испарение Qисп	Льдообразование Qл										Начальная отметка Zнач. ВБ	Конечная отметка Zкон. ВБ	Средняя отметка Zср. ВБ				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности																					
10	63	0	1	1	3	59	140	200	199	0	200	17,65	0,3629	17,29	55,00	54,66	54,83	26,37	28,16	49	ВХК
11	19	0	0	0	3	16	309	200	325	0	325	17,29	0,8009	16,49	54,66	53,86	54,26	26,98	26,98	76	76
12	9	0	0	0	3	6	464	200	470	0	470	16,49	1,2027	15,28	53,86	52,57	53,22	27,50	25,41	104	104
1	8	0	0	0	3	5	497	200	502	0	502	15,28	1,2882	14,00	52,57	51,04	51,81	27,59	23,91	104	104
2	5,1	0	0	0	3	2,1	381	200	383	0	383	14,00	0,9876	13,01	51,04	49,78	50,41	27,21	22,89	76	76
3	4,7	0	0	0	2	2,7	197	200	200	0	200	13,01	0,5106	12,50	49,78	49,09	49,43	26,37	22,76	40	ВХК
4	3,8	0	0	0	1	2,8	197	200	200	0	200	12,50	0,5106	11,99	49,09	48,38	48,73	25,89	22,54	39	ВХК
5	758	0	8	8	1	742	-550	200	192	0	200	11,99	-1,4256	13,41	48,38	50,30	49,34	25,89	23,15	39	ВХК
6	873	0	9	9	-12	868	-677	200	191	0	200	13,41	-1,7548	15,17	50,30	52,44	51,37	25,89	25,18	42	ВХК
7	745	0	7	7	-7	737	-544	200	193	0	200	15,17	-1,4100	16,58	52,44	53,96	53,20	25,90	27,00	45	ВХК
8	537	0	5	5	0	526	-331	200	195	0	200	16,58	-0,8580	17,43	53,96	54,80	54,38	25,89	28,18	48	ВХК
9	286	0	3	3	0	280	-83	200	197	0	200	17,43	-0,2151	17,65	54,80	55,00	54,90	25,89	28,71	49	ВХК

Результаты сработки по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января и декабря – $N_{\text{гар}} = 104$ МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 48,38 м;
- полезный объем – $V_{\text{полезн}} = 17,65$ км³.

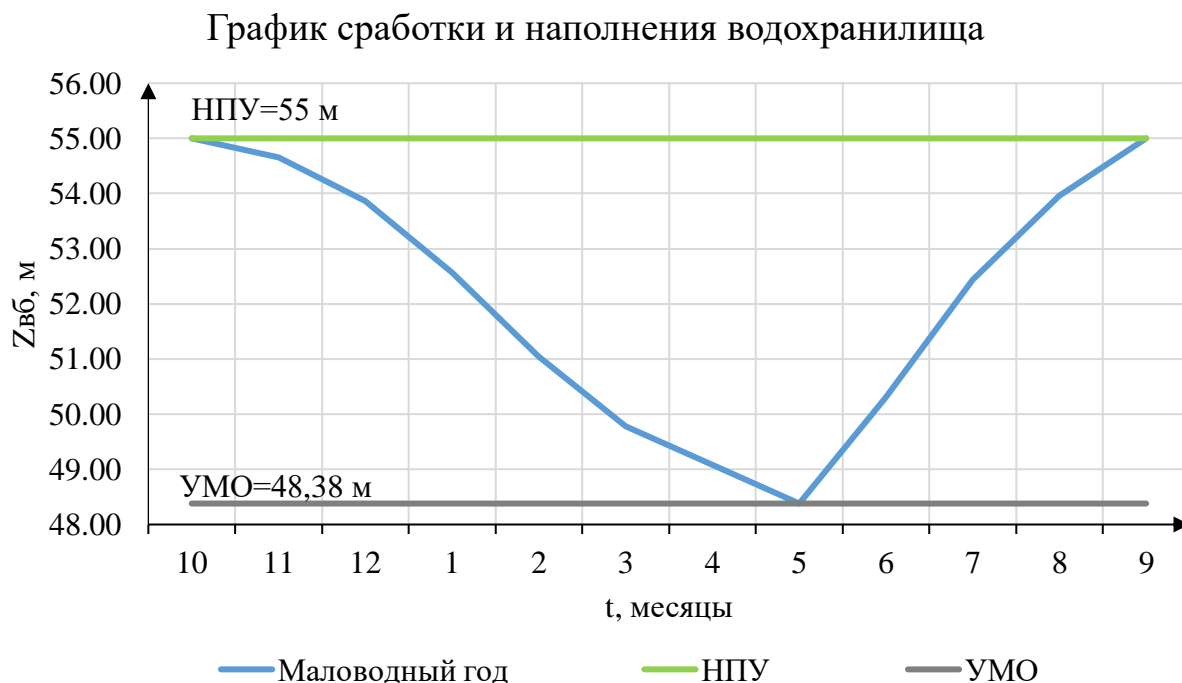


Рисунок 2.6 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС в маловодном году

2.6 Определение рабочей мощности, проектируемой ГЭС

Рабочая мощность ГЭС – это мгновенная мощность, выдаваемая в энергосистему работающими гидроагрегатами ГЭС. Рабочая мощность определяется путем вписывания проектируемой ГЭС в суточный график нагрузки и определения зон работы. При вписывании проектируемой ГЭС, рассчитывается гарантированная суточная выработка.

$$Э_{\text{гар.}} = N_{\text{гар.}} \cdot 24 \quad (2.28)$$

где 24 – количество часов в сутках.

При выписывании станции необходимо не затрагивать зоны работы существующих станций. Так же при вписывании существующих станции используется суточная выработка. Расчет суточной выработки из годовой:

$$Э_{\text{Суточные}}^{\text{Существующие}} = \frac{Э_{\text{Годовая}}^{\text{Существующие}}}{365}, \quad (2.29)$$

Суммарная рабочая мощность определяется.

$$N_{\text{раб.}} = N_{\text{пик}} + N_{\text{база}}, \quad (2.30)$$

Все значения приведены в таблице 2.17.

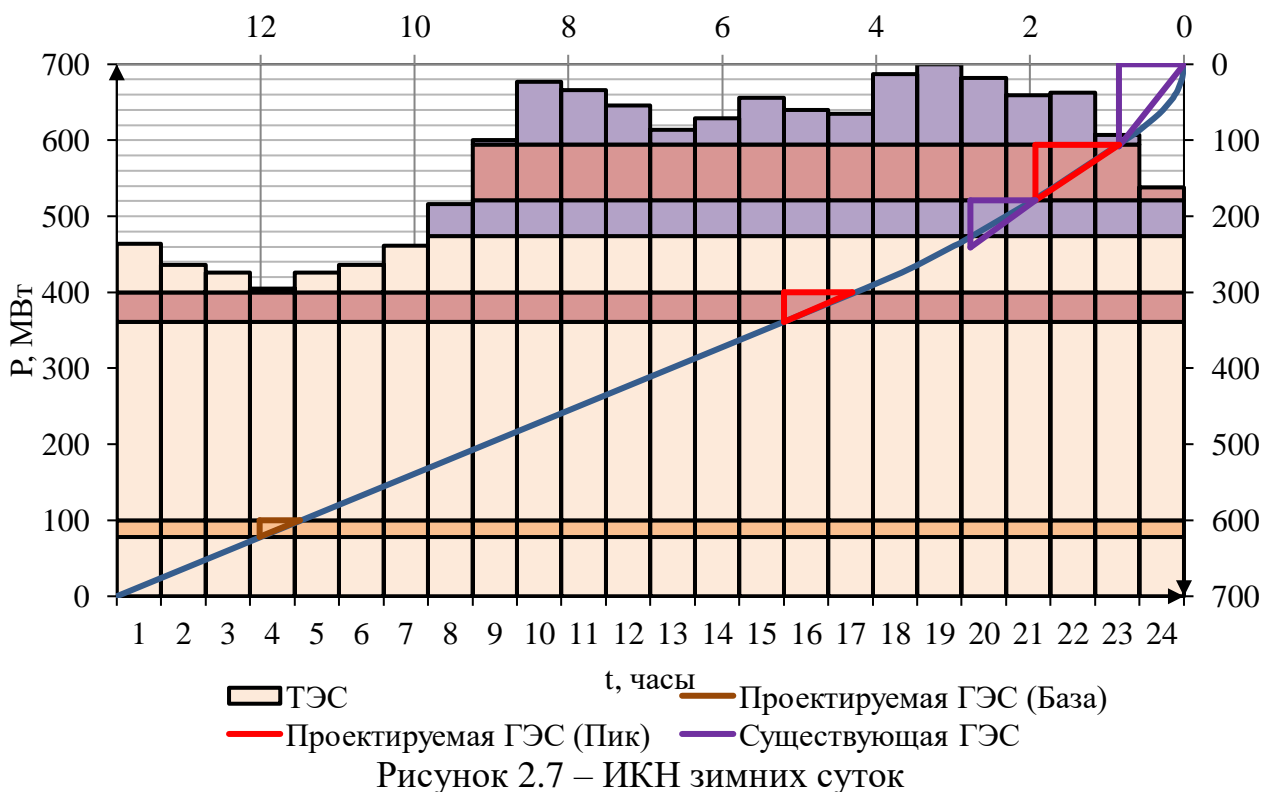
Таблица 2.17- Результаты вычисления рабочих мощностей

Результирующая таблица								
№п /п	$\Sigma N_{\text{баз}}$, МВт	$\Sigma Э_{\text{баз}}$, млнКвт·час	$N_{\text{гар}}$, МВт	$Э_{\text{гар}}$, млнКвт·час	$Э_{\text{пик}}$, млнКвт·час	$N_{\text{пик}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, Мвт	$N_{\text{раб.сущ}}$ МВт
1	22	0,52	104	2,50	1,97	112	134	155
2	21	0,50	76	1,82	1,32	76	97	155
3	21	0,50	40	0,96	0,46	31	52	134
4	20	0,48	39	0,94	0,46	43	63	100
5	21	0,49	39	0,94	0,44	39	60	92
6	22	0,53	42	1,01	0,47	42	64	85
7	23	0,56	45	1,08	0,52	44	67	84
8	24	0,59	48	1,15	0,57	48	72	90
9	25	0,60	49	1,18	0,58	52	77	98
10	25	0,59	49	1,18	0,58	57	82	114
11	24	0,57	76	1,82	1,25	123	147	102
12	22	0,54	104	2,50	1,96	110	132	155

Строим треугольники существующих ГЭС, где по горизонтальной оси расположена суточная выработка, а по вертикальной - установленная мощность рассматриваемой ГЭС. Вписываем его в ИКН, так, чтобы две вершины треугольника касались её.

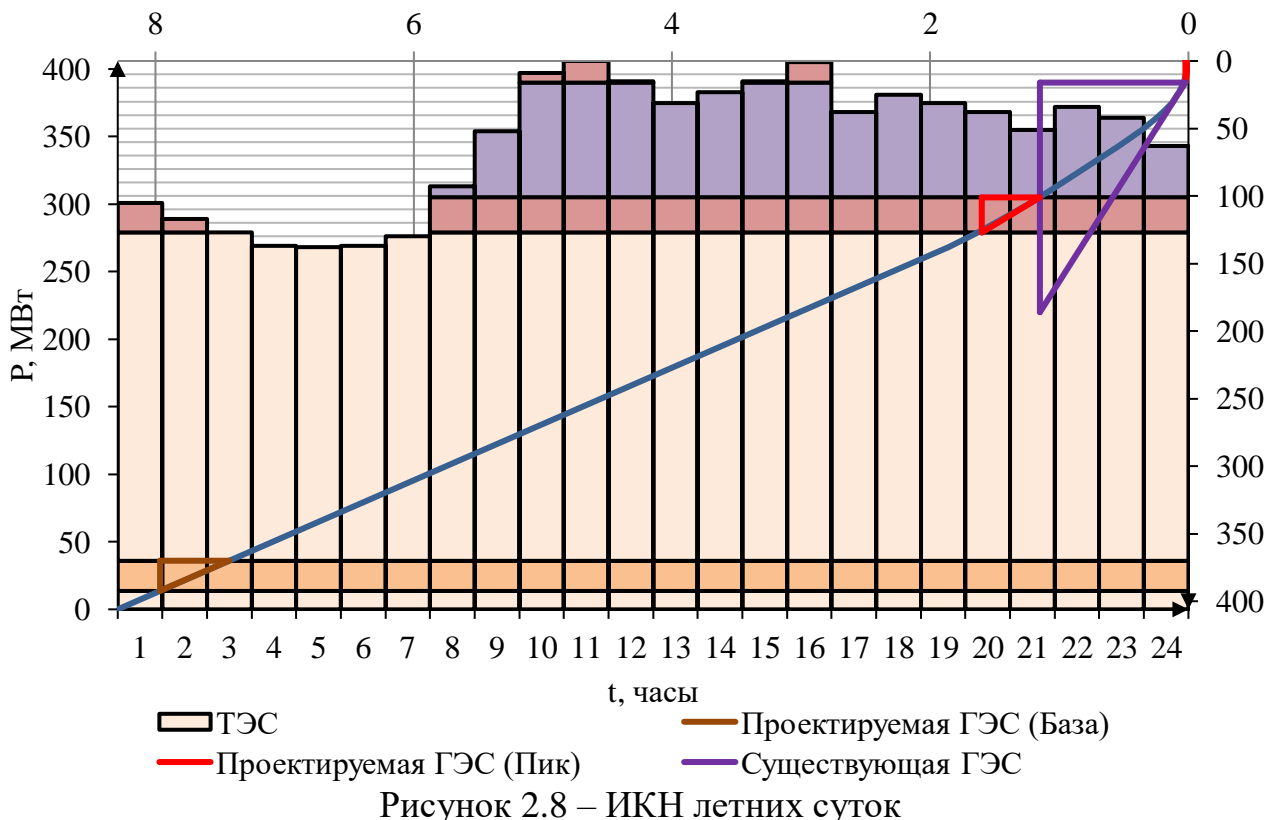
Зимний график (Январь)

Э, млнКВт·Час



Летний График (Июнь)

Э, млнКВт·Час



2.7 Расчёт резервов и определение установленной мощности, проектируемой ГЭС, расчёт баланса мощностей

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

На годовом графике максимальных мощностей с пика откладываются рабочие мощности существующих ГЭС. Ниже от существующих станций вписываются рабочие мощности проектируемой станции. Для обеспечения критерия максимального вытеснения тепловых мощностей проводится линия, выравнивающая нижнюю огибающую мощностей проектируемой ГЭС в зимние месяцы, попавшие под регулирование. Эта линия должна проходить через те же месяцы, что и на балансе энергии.

При определении резервной мощности ГЭС необходимо учитывать нижеследующее: нагрузочный резерв системы необходим для поддержания частоты и напряжения в системе в допустимых пределах. Этот резерв для данной энергосистемы составляет 3% от зимнего максимума нагрузки. Размещается этот резерв на ГЭС.

Аварийный резерв системы составляет 10 % зимнего максимума нагрузки. Размещается аварийный резерв только на ТЭС.

Ремонтный резерв. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т. е. когда на ГЭС имеется свободная мощность после окончания половодья, но до начала сработки водохранилища. Ремонтный резерв ГЭС осуществляется будет в сентябре. На ТЭС – в июне, июле. Расчеты мощностей приведены в таблице 2.18.

Таблица 2.18–Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт		
	Рмах	Рнагр	Равар	Нраб	Ннагр	Нрем	Нраб	Ннагр	Нрем	Нраб	Навар	Нрем
1	695	21	70	155	5	0	134	4	0	406	70	0
2	657	20	66	155	5	0	97	3	0	405	66	0
3	591	18	59	134	4	0	52	2	0	405	59	0
4	515	15	52	100	3	0	63	2	0	352	52	0
5	449	13	45	92	3	0	60	2	0	297	45	0
6	411	12	41	85	3	0	64	2	0	262	41	44
7	411	12	41	84	3	0	67	2	0	260	41	43
8	449	13	45	90	3	0	72	2	0	287	45	0
9	515	15	52	98	3	16	77	2	13	340	52	0
10	591	18	59	114	3	0	82	2	0	395	59	0
11	657	20	66	102	3	0	147	4	0	408	66	0
12	695	21	70	155	5	0	132	4	0	408	70	0

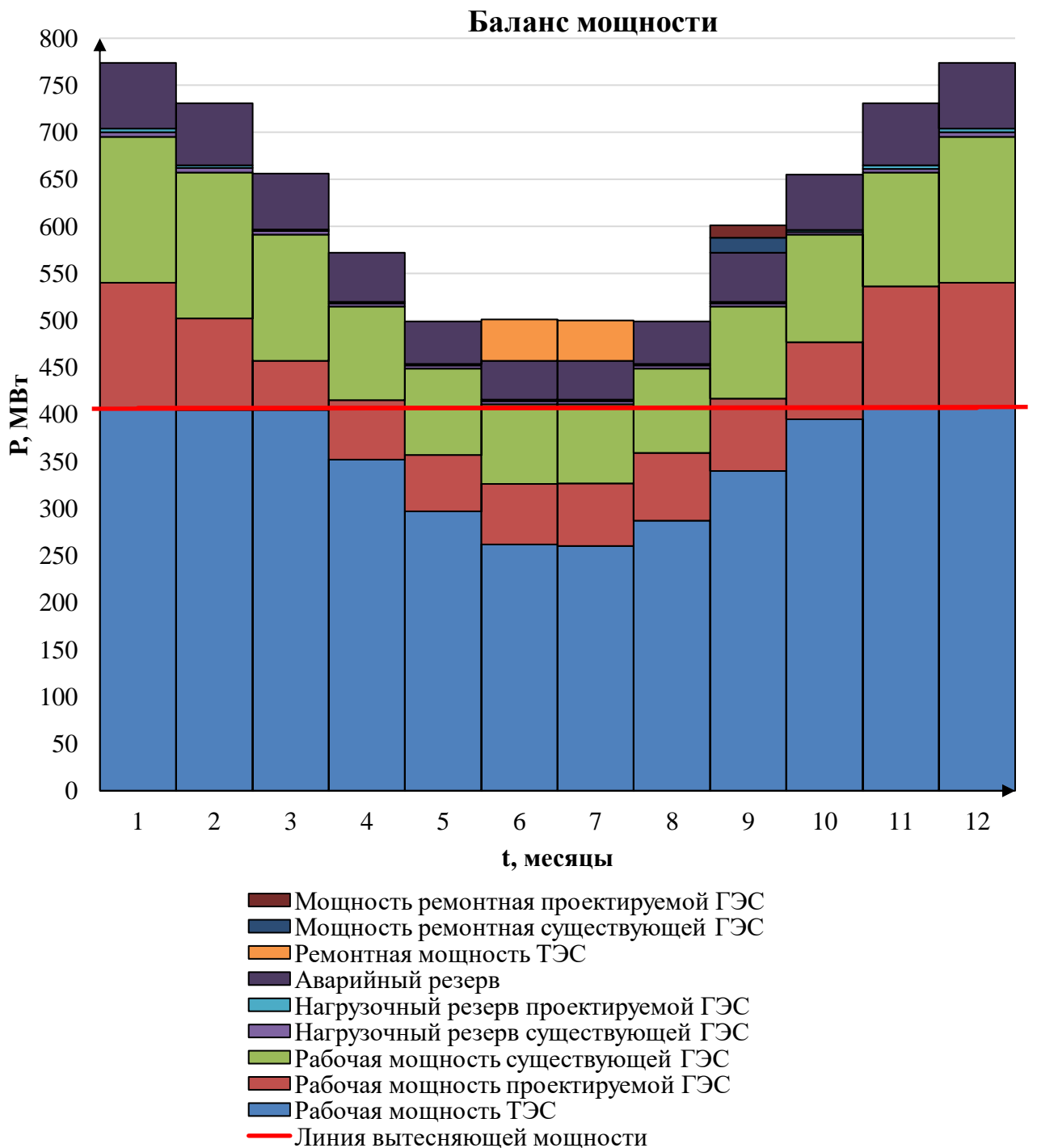


Рисунок 2.9 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 134 + 4 = 138 \text{ МВт} \quad (2.31)$$

2.8 Режим работы ГЭС по условию средневодного года

Водно-энергетический расчёт в среднем по водности условиях проводят с целью получения среднемноголетней выработки энергии ГЭС. Критерием оценки работы ГЭС в году средней водности для начальных стадий проектирования принимается максимальная выработка электроэнергии при условии вытеснения тепловых мощностей, не меньших полученных при работе ГЭС в расчётных маловодных условиях.

С учетом этого условия, наполнение водохранилища следует закончить как можно раньше для увеличения напоров ГЭС и, как следствие, выработки электроэнергии.

Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС проводим аналогично расчётам, описанным в пункте 9, все расчёты сведём в таблицу 12.1. По данным расчётам построим графики сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном и маловодном годах представлены на рисунках 2.10.

Таблица 2.19– Режим работы, проектируемой ГЭС в средневодном году по уровням наполнения в маловодном году

итерация																						
Месяц, декада	Расходы, м ³ /с											Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность Nгар. МВт	Варботка,млн.кВт·час
	Бытовой расход Qбыг	потери на				Полезный бытовой расход Qпол.б.	Расход из водохранилища Qводлх	Расход ВХК QВХК	Расход через турбины QГЭС	Расход холостых сбросов Qх.сбп.	Расход нижнего бьефа Qнб	Объём начальный Vнач.	Приращение объёма ΔV	Объём конечный Vкон	верхнего бьефа			Отметка НБ ZНБ.				
		Шлюзование Qшл	Фильтрация Qф	Испарение Qисп	Льдообразование Qл										Начальная отметка Zнач. ВБ	Конечная отметка Zкон. ВБ	Средняя отметка Z.ср. ВБ					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности																						
10	141,8	0	1	1	3	135,8	138	200	274	0	275	17,65	0,36	17,29	55,00	54,66	54,83	26,76	28,07	67	ВХК	48
11	57,4	0	1	1	3	53,4	268	200	321	0	322	17,29	0,69	16,60	54,66	53,98	54,32	26,97	27,35	76	76	55
12	33,1	0	0	0	3	29,1	434	200	463	0	463	16,60	1,12	15,47	53,98	52,78	53,38	27,48	25,90	104	104	75
1	17,1	0	0	0	3	14,1	458	200	472	0	472	15,47	1,19	14,29	52,78	51,40	52,09	26,80	25,29	104	104	75
2	8,3	0	0	0	3	5,3	353	200	358	0	358	14,29	0,91	13,37	51,40	50,25	50,82	26,45	24,37	76	76	55
3	5,3	0	0	0	2	3,3	320	200	323	0	323	13,37	0,83	12,54	50,25	49,15	49,70	26,34	23,36	66	ВХК	48
4	4,4	0	0	0	1	3,4	215	200	218	0	218	12,54	0,56	11,98	49,15	48,38	48,76	25,96	22,80	43	ВХК	31
5	811,8	0	8	8	1	794,8	-598	200	197	0	205	11,98	-1,55	13,53	48,38	50,46	49,42	25,91	23,51	40	ВХК	29
6	1623,7	0	16	16	-12	1603,7	-687	200	917	0	933	13,53	-1,78	15,31	50,46	52,60	51,53	27,73	23,80	190	ВХК	137
7	945,0	0	9	9	-7	933,0	-567	200	366	0	375	15,31	-1,47	16,78	52,60	54,17	53,38	27,19	26,20	83	ВХК	60
8	871,3	0	9	9	0	854,3	-314	200	540	0	549	16,78	-0,81	17,60	54,17	54,95	54,56	27,71	26,85	126	ВХК	91
9	491,1	0	5	5	0	481,1	-20	200	461	0	466	17,60	-0,05	17,65	54,95	55,00	54,98	27,49	27,48	110	ВХК	79

По данным расчёта получили среднемноголетнюю выработку, равную:
 $\Sigma \text{Э} = 781 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$.

График сработки и наполнения водохранилища ГЭС

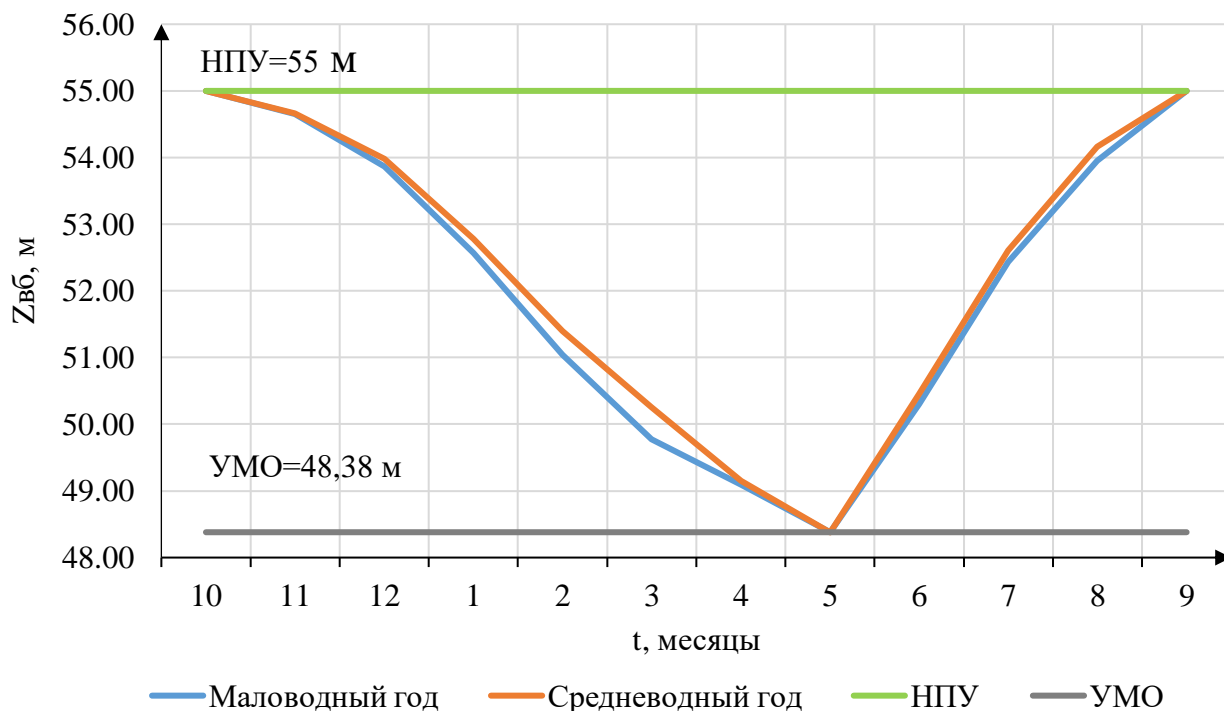


Рисунок 2.10 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС

2.9 Построение режимного поля

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик гидроэлектростанции. Необходимо определить область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов, представленное на рисунке 2.11.

Таблица 2.20 – Данные расчёта режимного поля

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий		Напорные характеристики				Линия ограничения по расчётной установленной		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по минимальному расходу	
						Н, м	Q, м ³ /с	Н, м	Q, м ³ /с	Н, м	Q, м ³ /с
Q _{нб} , м ³ /с	Z _{нб л} , м	Z _{нб з} , м	H _{нпу} , м	H _{умо} , м	H _р , м	H, м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с
0	25,00	25,00	29,70	23,08	26,51	26,9	590	23,5	671	15	100
100	25,48	25,76	28,94	22,60	25,75	26	610	23	663	28,9	100
200	25,89	26,37	28,33	22,19	25,14	25	634	22	649	–	–
300	26,26	26,87	27,83	21,82	24,64	24	661	21	634	–	–
400	26,59	27,28	27,42	21,49	24,23	23,6	672	20,9	632	–	–

Окончание таблицы 2.20

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по минимальному расходу	
Q _{нб} , м ³ /с	Z _{нб л} , м	Z _{нб з} , м	H _{нпу} , м	H _{умо} , м	H _р , м	H, м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с
500	26,87	27,59	27,11	21,21	23,92	—	—	—	—	—	—
600	27,13	27,82	26,88	20,95	23,69	—	—	—	—	—	—
700	27,34	27,98	26,72	20,74	23,53	—	—	—	—	—	—
800	27,53	28,08	26,62	20,55	23,43	—	—	—	—	—	—
900	27,69	28,16	26,54	20,39	23,35	—	—	—	—	—	—
1000	27,82	28,23	26,47	20,26	23,28	—	—	—	—	—	—
1100	27,92	28,28	26,42	20,16	23,23	—	—	—	—	—	—
1200	28,00	28,30	26,40	20,08	23,21	—	—	—	—	—	—

Режимное поле

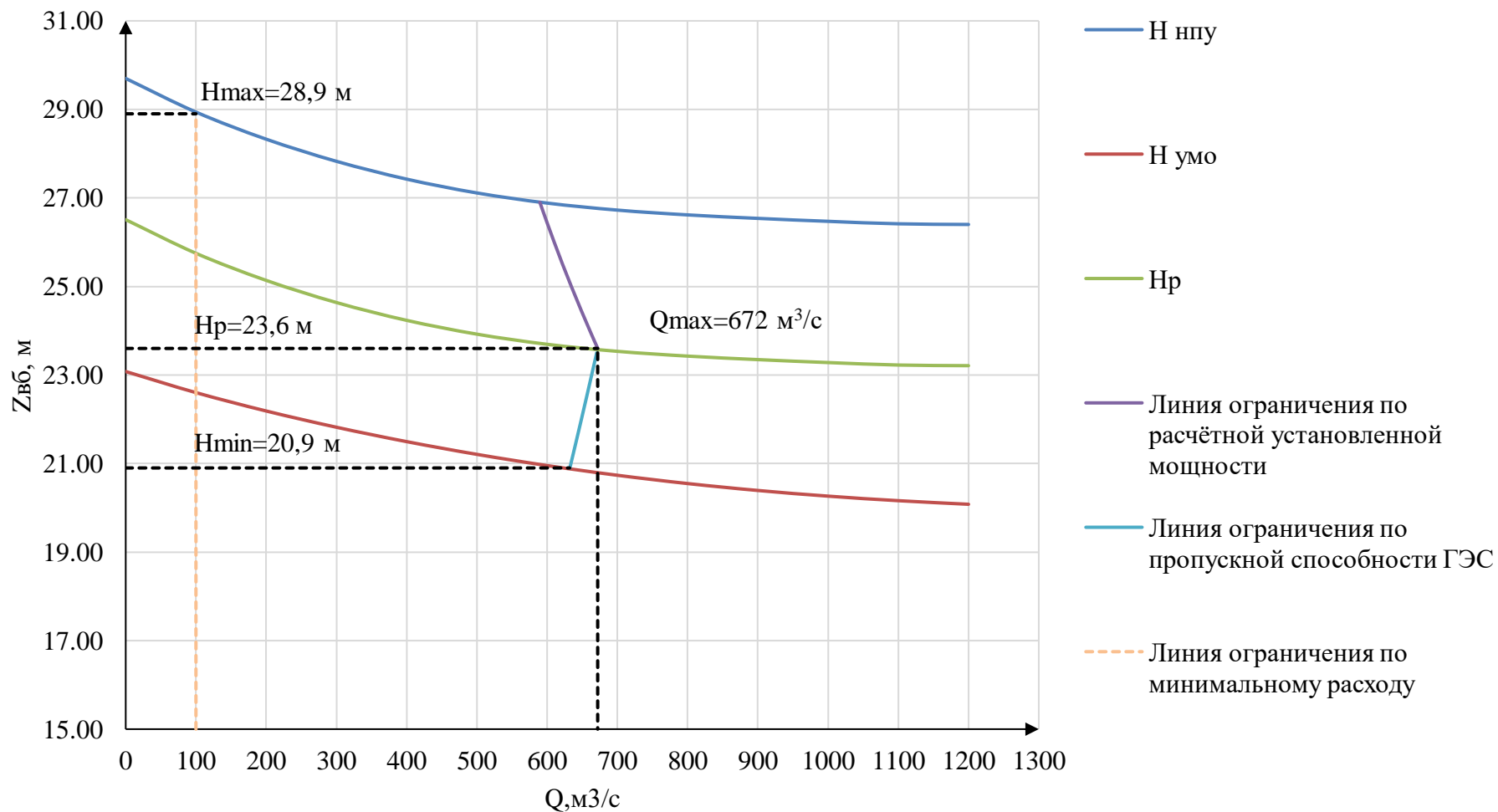


Рисунок 2.11 – Режимное поле

Из построенного режимного поля на рисунке 2.11 определяем:

– максимальный напор $H_{\max} = 28,9$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

– расчётный напор $H_{\text{расч}} = 23,6$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

– минимальный напор $H_{\min} = 20,9$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС

– по известным изменениям диапазона напора подбираются все возможные типы гидротурбин, для которых значение предельного напора было бы не меньше полученного максимального напора и соотношение не превышало бы аналогичного фактического отношения:

$$H_{\max} = 28,9 \text{ м}$$

$$\frac{H_{\min}}{H_{\max}} = \frac{20,9}{30} = 0,7$$

где H_{\max} – максимальный напор турбины, по справочным данным указанным в таблице П.4. в методическом пособии «Выбор параметров ГЭС годичного регулирования» СШФ СФУ, 2019 г. стр. 49-52. выбирается турбина ПЛ30а-В.

3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

3.1 Выбор типа и числа агрегатов

Основным критерием, является предельный напор $H_{пред}$, при котором работает турбина. А также отношение минимального напора на станции H_{min} к предельному напору $H_{пред}$.

Диапазону напоров соответствуют турбины:

- поворотно-лопастная ПЛЗ0а – В
- поворотно-лопастная ПЛЗ0б – В.

Модельные параметры подходящих гидротурбин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики модельных гидротурбин

Параметр		ПЛЗ0а – В	ПЛЗ0б – В
Предельный напор	$H_{пред}$	30	30
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	126	130
КПД модели в точке оптимума	$\eta_{мо}$	0,912	0,911
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{л/с}$	1950	1900
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1max})$	1	1
Приведенный диаметр РК	$D'_{1м}, \text{м}$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{м}, \text{м}$	4	8
Температура	$t, ^\circ\text{C}$	5	21

При расчетах необходимо задаться диаметрами рабочего колеса.

- Диапазон диаметров РК для ПЛЗ0а – В турбин: 5-5,6 м.
- Диапазон диаметров РК для ПЛЗ0б– В турбин: 5-5,6 м.

В качестве примера произведен расчет для турбины ПЛЗ0б– В -530:

- КПД натурной турбины

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{мод}}}} \right) \quad (3.1)$$

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,889) \left((1 - 0,75) + 0,75 \sqrt[5]{\frac{0,46}{5,3}} \cdot \sqrt[10]{\frac{8}{23,6}} \cdot \sqrt[5]{\frac{0,988 \cdot 10^6}{1,51 \cdot 10^6}} \right) = 0,929$$

где η_M – КПД модельной турбины;

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

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

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

v_H – коэффициент кинематической вязкости воды натурной турбины. В данном случае принимают $v_H = 0,988 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$;

$v_{\text{мод}}$ – коэффициент кинематической вязкости воды модельной турбины. В данном случае принимают $v_{\text{мод}} = 1,51 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$.

– Мощность агрегата в расчётной точке

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

$$N'_{\text{агр}} = 9,81 \cdot 1,815 \cdot 5,3^2 \cdot 23,6 \cdot \sqrt{23,6} \cdot 0,930 \cdot 0,96 = 51 \text{ МВт}$$

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

η_T – КПД натурной турбины;

η_G – КПД генератора. Принимают $\eta_G = 0,96$;

– Количество агрегатов

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

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{138000}{51000} = 2,7 \text{ шт} \Rightarrow Z'_{\text{агр}} = 3 \text{ шт}$$

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 ($N_{\text{агр}}$).

$$N_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_{\text{агр}}}, \quad (3.4)$$

$$N_{\text{агр}} = \frac{138000}{3} = 46000 \text{ кВт}$$

– Поправка КПД

$$m = \frac{\eta_T}{\eta_M}, \quad (3.5)$$

$$m = \frac{0,930}{0,889} = 1,046$$

где η_T – КПД натурной турбины;
 η_M – КПД модельной турбины.

– Частота вращения турбины

$$n' = \frac{n'_{\text{Iр}} \sqrt{m \cdot H_p}}{D_1} \quad (3.6)$$

$$n' = \frac{130 \cdot \sqrt{1,046 \cdot 23,6}}{5,3} = 121,9 \Rightarrow n'_{\text{синх}} = 125 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

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

m – поправка на КПД;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины.

Частота вращения турбины округляется до стандартного ряда.

– Приведенные частоты вращения

$$n'_{\text{I max}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\text{min}}}} \quad (3.7)$$

$$n'_{\text{I max}} = \frac{125 \cdot 5,3}{\sqrt{1,046 \cdot 20,9}} = 141,7 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

$$n'_{\text{I расч}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\text{расч}}}} \quad (3.8)$$

$$n'_{\text{I расч}} = \frac{125 \cdot 5,3}{\sqrt{1,046 \cdot 23,6}} = 133,3 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

$$n'_{\text{I min}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\text{max}}}} \quad (3.9)$$

$$n'_{1min} = \frac{125 \cdot 5,3}{\sqrt{1,046 \cdot 28,9}} = 120,5 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

Расчеты ПЛЗ06-В и ПЛЗ0а-В, оптимальных диаметров представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбин

	ПЛЗ06-В			ПЛЗ0а-В		
	5	5,3	5,6	5	5,3	5,6
D_1 , м	5	5,3	5,6	5	5,3	5,6
η_T , о.е	0,930	0,930	0,931	0,927	0,928	0,928
$N'_{\text{арп}}$, кВт	45546	51202	57191	44193	49683	55495
$Z'_{\text{арп}}$, шт	3,03	2,7	2,41	3,12	2,78	2,49
$Z_{\text{арп}}$, шт	3	3	3	4	3	3
$N_{\text{арп}}$, кВт	46000	46000	46000	34500	46000	46000
m	1,046	1,046	1,047	1,046	1,046	1,047
n' , об/мин	129,2	121,9	115,4	125,2	118,2	111,9
$n'_{\text{синх}}$, об/мин	130,4	125	115,4	125	120	115,4
n'_{1min} , об/мин	118,6	120,5	117,5	113,7	115,6	117,5
$n'_{\text{расч}}$, об/мин	131,2	133,3	130	125,8	127,9	130
n'_{1max} , об/мин	139,5	141,7	138,2	133,6	136	138,1

Из дальнейшего рассмотрения убраны ГТ: ПЛЗ0а-В с $D_1 = 5$ м и ПЛЗ06-В с $D_1 = 5$ м, $D_1 = 5,6$ м, т.к. у ПЛЗ0а-В меньший КПД, а у ПЛЗ06-В нецелесообразно выбирать большой диаметр, а синхронная частота вращения $D_1=5$ имеет наибольшее значение среди выбранных турбин.

После предварительного выбора необходимо построить рабочую зону работы для каждой гидротурбины. Для этого нужно найти расчетную и максимальную точки.

– Произведение для построения линии ограничения по генератору.

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{арп}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T} \quad (3.10)$$

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

η_T – КПД генератора.

– Произведение для построения линии ограничения по генератору

$$Q'_{max} \cdot \eta_T = \frac{N_{\text{арп}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max}^{1,5} \cdot \eta_T} \quad (3.11)$$

где $N_{\text{арп}}$ – уточненная мощность гидроагрегата;

D_1 – диаметр натурной турбины;
 H_{max} – максимальный напор натурной турбины;
 η_r – КПД генератора.

Левая часть уравнений 3.10 и 3.11, определена подбором положения точек на линиях n'_1 расч и n'_{1min} соответственно.

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

Все расчеты представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Данные расчетных и максимальных точек

Наименование	$Q'_1 \cdot \eta_{HT}$	$Q'_1, \text{м}^3/\text{с}$	η_{HT}	$Q'_{1max} \cdot \eta_{HT}$	Q'_{1max}	η_{HT}
ПЛ306-В-530	1,417	1,565	0,9055	1,046	1,156	0,9051
ПЛ30а-В-530	1,359	1,506	0,9025	1,003	1,107	0,9061
ПЛ30а –В-560	1,217	1,341	0,9076	0,898	0,990	0,9074

3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Для построения рабочей зоны работы гидротурбины необходимо учесть минимальный расход, пропускаемый в нижний бьеф.

В данном курсовом проекте минимальный расход – это расход санитарного ппуска, равный $100 \text{ м}^3/\text{с}$.

Приведенный минимальный расход при максимальном и минимальном напорах соответственно:

$$Q'_{Hmax} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{m \cdot H_{max}}}; \quad (3.12)$$

$$Q'_{Hmin} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{m \cdot H_{min}}}; \quad (3.13)$$

Все результаты расчетов представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Приведенный минимальный расход при максимальном и минимальном напорах

Наименование	Q'_{Hmax}	Q'_{Hmin}
ПЛ306-В-530	0,761	0,647
ПЛ30а-В-560	0,761	0,647
ПЛ30а-В-530	0,682	0,580

Зоны работы ГТ обозначены на ГУХ и расположены в Приложении А.

На основе построенных зон работ, были исключена из дальнейшего рассмотрения гидротурбина: ПЛ30а-В-530 и ПЛ30а-В-560, наиболее целесообразно будет установить турбину меньшего диаметра, так же линия

установленной мощности у ПЛЗ0Б-В-530 попадает в зону с наибольшим КПД в отличие от ПЛЗ0а-В-530.

3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_S \quad (3.14)$$

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – 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 $H_{расч}$ и номинальной мощности;
- Работа минимального числа при минимальном напоре H_{min} и соответствующей ему мощности ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_S = 10 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - \Delta H_S + \Delta Z_{x,пл} \quad (3.15)$$

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 $Z_{нб}(Q_{нб})$;

$\Delta Z_{x,пл}$ – разность высот отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин. Для РО турбин $\Delta Z_{x,пл} = \frac{0,316 \cdot D_1}{2} = 0,375$.

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

$$Q = Q'_1 \cdot Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{m \cdot H} \quad (3.16)$$

где Q'_1 – приведенный расход в расчетной точке;
 Z_a – количество гидроагрегатов. Принято $Z_a = 3$;
 H – соответствующий напор.

По полиному кривой связи НБ получают отметки уровней нижнего бьефа $Z_{НБ} = f(Q)$:

Уравнение для летней кривой
 $y = - 0,000000000000000000026x^6 + 0,000000000000000146337x^5 -$
 $0,000000000000307654012x^4 + 0,00000000343184129205x^3 -$
 $0,00000386270592933613x^2 + 0,00511766316060402000x + 25,0013576168094$

Все рассчитанные параметры для гидротурбины ПЛ306-В приведены в таблице 3.5

Таблица 3.5 – Расчетные параметры для определения H_s

Наименование	ПЛ306-В
D_1 , м	5,3
$Q'_{(Hmax)}$, м ³ /с	1,156
$Q'_{(Hрасч)}$, м ³ /с	1,565
$Q'_{(Hmin)}$, м ³ /с	1,525
$Q_{(Hmax)}$, м ³ /с	178,6
$Q_{(Hрасч)}$, м ³ /с	218,4
$Q_{(Hmin)}$, м ³ /с	200,3

Окончание таблицы 3.5

Наименование	ПЛ306-В
Z_{max}	25,81
$Z_{расч}$	25,96
Z_{min}	25,89
$H_{s max}$, м	0,4
$H_{s расч}$, м	-4
$H_{s min}$, м	-1,8

Также были рассчитаны отметки установки рабочих колес для каждой высоты отсасывания они приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Отметки установки рабочего колеса, в зависимости от высоты отсасывания

Наименование	ПЛ306-В-530
D_1	5,3
$\nabla Z_{PK}(H_{max})$	26,2
$\nabla Z_{PK}(H_p)$	21,9
$\nabla Z_{PK}(H_{min})$	24,1

Таким образом, окончательно за отметку установки рабочего колеса гидротурбины принимаем наименьшую из полученных отметок

$$\nabla Z_{PK}(H_p) = 21,9\text{м}$$

3.4 Выбор типа серийного генератора

Для выбора гидрогенератора использованы значения синхронной частоты вращения и номинальной мощности выбранной турбины.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_{grp}}{\cos\varphi} = \frac{46}{0,85} = 54 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.17)$$

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

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{125} = 48, \quad (3.18)$$

где f – частота переменного тока сети;

n_c – синхронная частота вращения.

Поскольку на вычисленные $N (S_H)$ и $n_{синх}$ не существует гидрогенератора, поэтому проводится упрощенный расчет основных параметров.

Расчетная мощность:

$$S_{расч} = k \cdot S_{ном} = 1,07 \cdot 54,12 = 57,91 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.19)$$

где $k = 1,07$ – коэффициент, зависящий от $\cos\varphi$ (при $\cos\varphi = 0,85$ значение $k = 1,07$).

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_{ном}}{2p} = \frac{54,12}{48} = 1,13 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.20)$$

Полюсное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 1,13^{0,239} = 0,46 \text{ м.} \quad (3.21)$$

где A и α – эмпирические коэффициенты представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Эмпирические коэффициенты

Определяемый параметр	Коэффициент	Способы охлаждения		
		Косвенное охлаждение	Непосредственное водяное обмоток статора и непосредственное воздушное обмоток ротора	Непосредственно е водяное обмоток статора и ротора
Полюсное деление τ^* , м	A	0,529	0,451	0,432
	α	0,246	0,239	0,239
Коэффициент машины C_a	R	18,8	8,9	0,6
	y	0,18	0,105	0,105

Поскольку способ охлаждения: непосредственное водяное обмоток статора и непосредственное воздушное обмоток ротора, обуславливаясь этим и выбирались значения коэффициентов.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{(0,46 \cdot 48)}{3,14} = 7,09 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Предельная окружная скорость:

$$\vartheta_{пр} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{разг} \cdot n_{синх}}{60} = \frac{3,14 \cdot 7,09 \cdot 2 \cdot 125}{60} = 92,82 \text{ м/с.} \quad (3.23)$$

При $D_i = 7,09$ м окружная скорость ротора в разгонном режиме не превышает допустимых значений ($\vartheta_{пр} = 160$ м/с).

Диаметр шахты принимается равным внутреннему диаметру кромок статора турбины $D_{ш} = 7,17$ м.

Коэффициент машины представлены в таблице 3.7:

$$C_a = \frac{R}{S^{*y}} = \frac{8,9}{1,13^{0,105}} = 8,79. \quad (3.24)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_s}{D_i^2} = \frac{30 \cdot C_a \cdot S_{расч}}{\pi \cdot n_{синх} \cdot D_i^2} = \frac{30 \cdot 8,79 \cdot 57,91}{3,14 \cdot 125 \cdot 7,09^2} = 0,77 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Принимается ближайшее стандартизированное значение высоты активной стали $l_a^* = 0,80$ м.

Поскольку $\frac{D_i}{l_a} = \frac{7,09}{0,80} = 8,87$, то конструктивное исполнение генератора рекомендуется зонтичное.

Внешний диаметр вала:

$$d_B = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_{\text{ген}}}{n_{\text{синх}}}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{46000}{125}} = 93,16 \text{ см.} \quad (3.26)$$

где $N_{\text{ген}}$ – мощность генератора.

Принимается стандартизированное значение (округляют кратно 50 мм при $d_B < 1$ м). Т.е. $d_B = 95$ см.

Общая масса генератора (приближенно):

$$G_{\text{ген}} = \psi \cdot D_i \cdot l_a^* = 45 \cdot 7,09 \cdot 0,80 = 246,72 \text{ т.}, \quad (3.27)$$

где $\psi = (44 \div 50)$.

Вес ротора генератора с валом составляет 50 – 55% общей массы гидрогенератора:

$$G_{\text{рот}} = 0,55 \cdot G_{\text{ген}} = 0,55 \cdot 246,72 = 135,69 \text{ т.} \quad (3.28)$$

Диаметр активной стали:

$$D_a = D_i + (\text{от } 0,5 \text{ до } 0,9) = 7,09 + 0,7 = 7,79 \text{ м.} \quad (3.29)$$

Основные размеры генератора занесены представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Основные размеры генератора СВ – 779/80 – 48

Элемент генератора	Параметры	Зависимость	Значение, м
Статор	высота корпуса $h_{\text{ст}}$	(от 1,7 до 1,9) l_a	1,44
	диаметр корпуса $D_{\text{ст}}$	$(1,05+0,0017 \cdot n)D_i$	8,96
	диаметр активной стали D_a	$D_i + (\text{от } 0,5 \text{ до } 0,9)$	7,79
Верхняя крестовина	высота $h_{\text{в.к}}$	(от 0,1 до 0,12) D_i	0,78
Верхняя крестовина	диаметр лучей $D_{\text{в.к}}$	$D_{\text{ст}}$	8,96
Подпятник	высота $h_{\text{п}}$	(от 0,15 до 0,2) D_i	1,28
	диаметр кожуха $D_{\text{п}}$	(от 0,4 до 0,5) D_i	3,19
Нижняя крестовина	высота $h_{\text{н.к}}$	(от 0,25 до 0,30) $D_{\text{ш}}$	2,01
	диаметр лучей $D_{\text{н.к}}$	$D_{\text{ш}} + 0,4$	7,57
Надстройка	высота h_0	от 0,3 до 0,5	0,4
	диаметр d_0	(от 0,2 до 0,25) D_i	1,63
Кратер	диаметр $D_{\text{кр}}$	(от 1,4 до 1,5) D_i	10,29
	минимальная ширина подхода b	от 0,4 до 0,5	0,45
Исполнение	Зонтичное		

Для выбранной турбины маркировка гидрогенератора: СВ – 779/80 – 48.

3.5 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры. Определение её геометрических размеров проточной части

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане. В основу гидромеханического расчёта спиральной камеры заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

1. Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата. Это условие обеспечивается, если в любом радиальном сечении будут одинаковы радиальные составляющие скорости v_r .

2. Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е. $v_{\omega r} = \text{const}$, где v_{ω} – окружная составляющая скорости в любой точке потока; r – радиус расположения точки.

Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть такими, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений, определяемых уровнем допустимых потерь.

По чертежу проточной части (приложение „) модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины.

1. Угол обхвата для спиральной камеры $\varphi_{\text{сп}} = 187^{\circ}30'$.

2. Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$R_{\text{вх}} = 1,578 \cdot D_1 = 1,663 \cdot 5,3 = 8,81 \text{ м.} \quad (3.30)$$

3. Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{\text{нар}} = 8,21 \text{ м.}$$

Радиус расположения входных кромок статора:

$$r_a = \frac{D_{\text{нар}}}{2} = \frac{8,21}{2} = 4,105 \text{ м.} \quad (3.31)$$

4. Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{\text{вн}} = 7,17 \text{ м.}$$

Радиус расположения выходных кромок статора:

$$r_b = \frac{D_{\text{вн}}}{2} = \frac{7,17}{2} = 3,585 \text{ м.} \quad (3.32)$$

5. Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,99 + 0,0033 \cdot 5,3 = 2 \text{ м.} \quad (3.33)$$

где b_0 – высота направляющего аппарата.

6. Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,375 \cdot D_1 = 0,375 \cdot 5,3 = 1,99 \text{ м.} \quad (3.34)$$

7. Полный расход через турбину:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}} = \frac{46\,000}{9,81 \cdot 23,6 \cdot 0,93} = 213,65 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.35)$$

8. Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{213,65 \cdot 187,5}{360} = 111,27 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.36)$$

где φ – угол обхвата.

9. Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{вх}}} = \frac{111,27}{4,2} = 26,49 \text{ м}^2. \quad (3.37)$$

10. Высота входного сечения определяется из уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a) \cdot b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ, \quad (3.38)$$

Найдена $b_{\text{вх}1} = 5,84 \text{ м.}$

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 8,81 - 4,105 = 4,709 \text{ м.} \quad (3.39)$$

Значения расчетов представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Расчет значений для круглого сечения спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	8,81	8,34	7,86	7,39	6,91	6,44	5,96	5,49	5,01	4,54	4,06	3,59
bi	5,82	5,44	5,05	4,66	4,27	3,89	3,50	3,11	2,73	2,34	1,95	1,56
rk	5,13	5,03	4,93	4,82	4,72	4,61	4,51	4,41	4,30	4,20	4,10	3,99
rk/ra	1,25	1,23	1,20	1,17	1,15	1,12	1,10	1,07	1,05	1,02	1,00	0,97
ln(rk/ra)	0,22	0,20	0,18	0,16	0,14	0,12	0,09	0,07	0,05	0,02	0,00	-0,03
ri/ra	2,15	2,03	1,92	1,80	1,68	1,57	1,45	1,34	1,22	1,10	0,99	0,87
ln(ri/ra)	0,76	0,71	0,65	0,59	0,52	0,45	0,37	0,29	0,20	0,10	-0,01	-0,14

Окончание таблицы 3.9

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	4,45	3,85	3,28	2,74	2,23	1,75	1,31	0,90	0,54	0,23	-0,02	-0,21
$r_k \cdot \text{ctg}(\gamma)$	19,15	18,77	18,38	17,99	17,60	17,22	16,83	16,44	16,06	15,6	15,28	14,89
$r_k \cdot \text{ctg}(\gamma) \cdot \ln(r_k/r_a)$	4,28	3,81	3,35	2,89	2,45	2,01	1,58	1,17	0,76	0,35	-0,04	-0,42
m_i	3,84	3,45	3,06	2,67	2,29	1,90	1,51	1,13	0,74	0,35	-0,04	-0,42
J_i	4,27	3,76	3,26	2,79	2,33	1,90	1,50	1,13	0,80	0,50	0,25	0,05
ϕ_i	187,5	164,9	143,2	122,3	102,4	83,6	65,9	49,6	34,9	21,9	10,9	2,3
a_i	4,71	4,23	3,76	3,28	2,81	2,33	1,86	1,38	0,91	0,43	-0,04	-0,52

По расчётным промежуточным сечениям спирали построен график $\varphi_{\text{СП}} = f(r_i)$. График представлен на рисунке 3.1 значения для построения представлены в таблице 3.10.

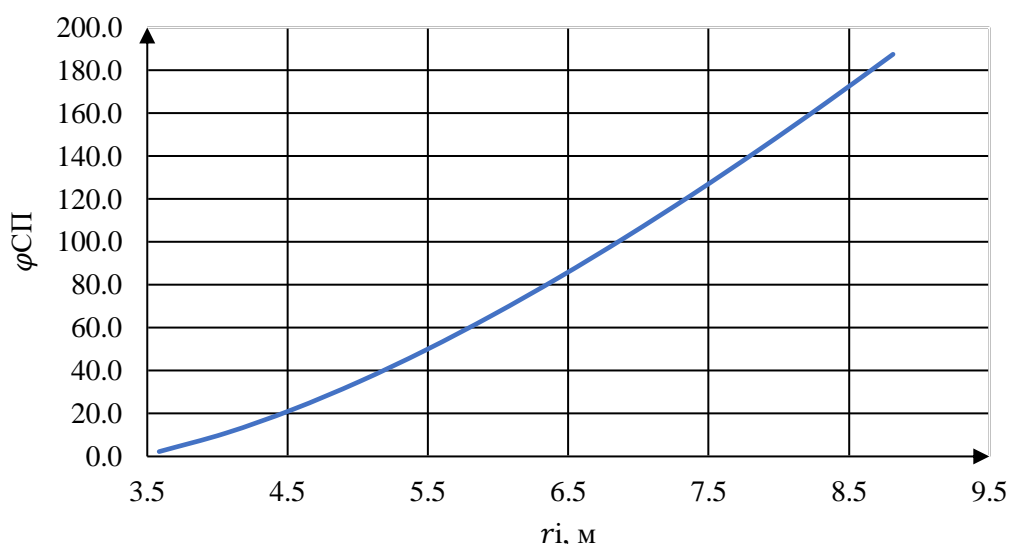


Рисунок 3.1 – Построение зависимости $\varphi_{\text{СП}} = f(r_i)$

Таблица 3.10 – Данные для построения спиральной камеры

ϕ	0	18,75	37,5	56,25	75	93,75	112,5	131,25	150	168,75	187,5
r	3,5	4,4	5,1	5,68	6,21	6,7	7,15	7,59	8,01	8,41	8,81

12. Определение ширины подвода из ГУХ:

$$B' = 2,695 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 5,3 = 14,2835 \text{ м.} \quad (3.40)$$

Ширина подвода $B' > 7$ м, необходимо установить промежуточный бычок.

13. Толщина промежуточного бычка:

$$b \geq 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{672}{400} = 2,68 \text{ м.} \quad (3.41)$$

13. Определим ширину подвода с учетом ширины бычка:

$$B = B' + b = 14,2835 + 2,68 = 16,9635 \text{ м.} \quad (3.42)$$

3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

3.6.1 Расчёт вала на прочность

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

Предварительный наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} \quad (3.43)$$

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

$M_{кр}$ – крутящий момент:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N_{арп}}{n_c} = \frac{0,00974 \cdot 46000}{125} = 3,584 \text{ Мпа} \quad (3.44)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{3,584}{30} \right)^{0,33}$$

$$D_B^* \geq 0,849 \text{ мм}$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартизированного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм), $D_B = 850$ мм.

3.6.2 Расчёт подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. В КП применяется подшипник на водяной смазке.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \left(\frac{N_{арп}}{n_c \cdot D_1} \right) = 0,8 \cdot \frac{46000}{125 \cdot 5,3} = 55,55 \text{ кН} \quad (3.45)$$

Диаметр вала под подшипником с учетом облицовки d_n принят 0,870 м (на 15-20 мм больше D_B).

Удельное давление для кольцевого подшипника:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_n \cdot h_n} \leq [p_{уд}], \text{ кПа} \quad (3.46)$$

где h_n – высота подшипника. Принята 400 мм

Допустимое удельное давление

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.47)$$

$$U = \pi \cdot n_{синх} \cdot \frac{d_n}{30}, \text{ м/сек} \quad (3.48)$$

Расчёты:

$$p_{уд} = \frac{55,55}{0,870 \cdot 0,4} = 159,62 \text{ кПа}$$

$$U = 3,14 \cdot 125 \cdot \frac{0,870}{30} = 11,38 \text{ м/сек}$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot 11,38 = 330,09 \text{ кПа}$$

Условие $p_{уд} (159,62) \leq [p_{уд}] (330,09)$ соблюдено.

Расчёт сегментного подшипника:

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

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1 + 2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos(2\alpha)}, \text{ кН} \quad (3.49)$$

где α – центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360}{Z_{сегм}} \quad (3.50)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_1}{l_{сегм} \cdot h_n} \leq [p_{уд}], \text{ кПа} \quad (3.51)$$

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

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}}, \text{ м} \quad (3.52)$$

Допускаемое удельное давление

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.53)$$

Расчёт:

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

$$R_1 = \frac{55,55}{1+2 \cdot \cos 45^{\circ} + 2 \cdot \cos 90^{\circ}} = 48,11 \text{ кН}$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,9 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,870}{8} = 0,29 \text{ м}$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{55,55}{0,29 \cdot 0,4} = 414,41 \text{ кПа}$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 11,38 = 569,13 \text{ кПа}$$

Условие $p_{\text{уд}} (414,41) \leq [p_{\text{уд}}] (569,13)$ соблюдено.

Для проекта принят сегментный подшипник, как более надежный.

3.7 Выбор типа маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата.

Для турбины ПЛ30б-530 по графику [10, рисунок 10.9, с 144] определили следующий тип МНУ: МНУ 4/1-40-4-2.

Для радиально - осевой турбины выбран электрогидравлический регулятор без комбинатора типа ЭГР-150-4 где: ЭГР – электрогидравлический регулятор без комбинатора, 150 – диаметр главного золотника, 4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения

4 Компонировка и сооружения гидроузла

4.1 Назначение класса ГТС

В зависимости от высоты и типа грунта оснований назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.1 [2]. Высота $55,00 - 25,00 = 30,00$ м; скальное основание.

В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.2 [2]. Установленная мощность ГЭС 138 МВт.

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать при аварии на ГЭС до 500 человек; число людей, условия, жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии гидротехнического сооружения до 2000. В соответствии с таблицей 1.3 [2] назначен III класс ГТС.

Итог: назначен III класс ГТС, так как является наибольшим из трёх рассматриваемых таблиц.

4.2 Проектирование сооружений напорного фронта

4.2.1 Определение отметки гребня плотины

4.2.1.1 Грунтовая плотина

Отметка гребня грунтовой плотины вычислена:

$$\nabla_{\text{ГТП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 55,00 + 2,49 = 57,49 \approx 57,5 \text{ м}, \quad (4.1)$$

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

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 1,98 + 0,0029 + 0,5 = 2,49 \text{ м}, \quad (4.2)$$

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

h_{set} – высота ветрового нагона;

$a = 0,5$ – конструктивный запас.

Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 14,7 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{13^2 \cdot 1747}{9,81 \cdot 15} \cdot \cos 0 = 0,00295 \text{ м}. \quad (4.3)$$

где $k_w = 14,7 \cdot 10^{-7}$ – коэффициент, принимаемый по СП [3];

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 13) \cdot 10^{-7}$$

$$= 14,7 \cdot 10^{-7} \quad (4.4)$$

$V_w = 13$ м/с – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 1747$ м – длина разгона волны;

$\alpha = 0$ – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра;

d – условная расчётная глубина воды в водохранилище, в условиях курсового проекта:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{55,00 - 25,00}{2} = 15,0 \text{ м.} \quad (4.5)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1747}{13^2} = 101,41 \quad (4.6)$$

$$\frac{gt}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 21600}{13^2} = 16300 \quad (4.7)$$

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

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

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 101,41 \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,019; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w^2} = 1,6$$

$$\text{Для } \frac{gt}{V_w^2} = 16300 \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,09; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w^2} = 4,4$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = 1,6 \cdot \frac{V_w}{g} = 1,6 \cdot \frac{13}{9,81} = 2,12 \text{ с.}$$

$$\bar{h} = 0,019 \cdot \frac{V_w^2}{g} = 0,019 \cdot \frac{13^2}{9,81} = 0,33 \text{ м.}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,12^2}{2 \cdot 3,14} = 7,02 \text{ м.} \quad (4.8)$$

Проверяем условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, условие выполняется, так как $15,0 > 3,51$.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,33 \cdot 2,09 = 0,68 \text{ м}, \quad (4.9)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику [3, Приложение В, рисунок В.2].

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

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 2,3 \cdot 0,68 = 1,98 \text{ м}, \quad (4.10)$$

где $k_r = 1$, $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП [3, Приложение Г, рис. Г.1];

$k_{sp} = 1,4$ – коэффициент, принимаемый по [3, Приложение Г, рис. Г.2];

$k_{run} = 2,3$ – коэффициент, принимаемый по графикам [3, Приложение Г, рис. Г.3] в зависимости от пологости волны $\frac{\lambda_d}{h_{1\%}} = \frac{7,02}{0,68} = 10,27$ на глубокой воде.

4.2.1.2 Бетонная плотина

Для бетонной плотины с вертикальной напорной гранью отметка гребня определена:

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{ГБП}} &= \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \nabla h_{\text{set}} + a = 55,00 + 0,68 + 0,0029 + 0,4 = \\ &= 56,09 \text{ м}, \end{aligned} \quad (4.11)$$

где $a = 0,4$ м – величина запаса, зависит от класса сооружения.

4.3 Гидравлические расчёты

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

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 3838 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla_{\text{УНБ}} = 28,54$ м;

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 4653 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla_{\text{УНБ}} = 28,62$ м;

При расходе $Q_{\text{сан.поп.}} = 100 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla_{\text{УНБ}} = 25,48$ м.

4.3.1 Определение расчётных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчётного случая

Напор на сооружении при основном расчётном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 55,00 - 28,54 = 26,46 \text{ м.} \quad (4.12)$$

Напор на сооружение при поверочном расчётном случае:

$$H_{\text{пов}} = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 57,00 - 28,62 = 28,38 \text{ м} \quad (4.13)$$

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

Расход через один гидроагрегат при основном расчётном случае:

$$Q_{\text{ГА}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{ГА}}(\text{кВт})}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{46 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (26,46 - 0,3) \cdot 0,93} = 192,74 \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.14)$$

Расход через один гидроагрегат при поверочном расчётном случае:

$$Q_{\text{ГА}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{ГА}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{46 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (28,38 - 0,3) \cdot 0,93} = 179,56 \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.15)$$

Согласно СП [3] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчётных расходов – m , должно быть не более $(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$.

Следовательно, $m = 3 - 1 = 2$.

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{ГА}}^{\text{осн}} \cdot m = 192,74 \cdot 2 = 385,48 \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.16)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{ГА}}^{\text{пов}} \cdot m = 179,56 \cdot 2 = 359,12 \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.17)$$

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_{\text{с}}, \quad (4.18)$$

$$\text{где } Q_{\text{с}} = \frac{V_{\text{п}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{17,65 \cdot 10^9}{20736000} = 851,18 \text{ м}^3/\text{с};$$

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 3838 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 3838 - 385,48 - 851,18 = 2601,35 \text{ м}^3/\text{с}.$$

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c = 4653 - 359,12 - 851,18 = 3442,7 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 4653 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для поверочного расчётного случая.

4.3.2 Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла

Расчетные расходы могут сбрасываться через глубинные водосбросы или донные отверстия. Донный водосброс, используемый для опорожнения водохранилища, называется также водоспуском (водовыпуском). Полное опорожнение водохранилища может потребоваться при ликвидации ГЭС.

Задаемся диаметром водовыпускного отверстия: $D = 3 \text{ м}$.

Принимаем отметку центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи не менее чем $\frac{D}{2} + 2\text{м} = \frac{2}{2} + 2 = 3\text{м}$. В данном случае 3,5 м.

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{пол галереи}} + h_{\text{галереи}} + 3,5, \quad (4.19)$$

где $\nabla_{\text{пол галереи}} = 25,00\text{м}$;

$h_{\text{галереи}} = 3,5 \text{ м}$ – высота галереи.

$$\nabla_{\text{ЦО}} = 25,00 + 3,5 + 3,5 = 32,00 \text{ м},$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} + \nabla_{\text{УМО}}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}} = \frac{55,00 + 48,38}{2} - 32,00 = 19,69 \text{ м} \quad (4.20)$$

Определение расхода через отверстие:

$$Q = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H}, \quad (4.21)$$

где μ – коэффициент расхода 0,8; ω – площадь водовыпускного отверстия.

$$Q = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H} = 0,8 \cdot 3,14 \cdot 1,5^2 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 19,69} = 111,09 \text{ м}^3/\text{с}$$

Количество водопускного отверстия, необходимое для пропуска расчетного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{Q} = \frac{851,18}{111,09} = 7,66 \text{ м} \approx 8 \text{ м}, \quad (4.22)$$

4.3.3 Определение ширины водосливного фронта

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{2601,35}{26,55} = 98 \text{ м}, \quad (4.23)$$

Конструктивно принимаем $b = 14$ м.

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

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 21,24 = 26,55 \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.24)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = [v_{\text{н}}] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 3,54 = 21,24 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.25)$$

где $[v_{\text{н}}]$ – допустимая скорость на рисберме;

$h_{\text{НБ}} = 3,54$ м – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн max}}$.

При количестве пролётов $n > 6$ необходимо предусматривать возможность не открытия одного из них и запроектировать на один пролёт больше.

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

$$B = b \cdot n = 14 \cdot 8 = 112 \text{ м}, \quad (4.26)$$

где $b = 14$ м – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования;

$n = 8$ – число пролётов.

4.3.4 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{2601,35}{0,49 \cdot 168 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 3,71 \text{ м} \quad (4.27)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [5, раздел 6-4].

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{2601,35}{0,49 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 168 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 3,77 \text{ м}, \quad (4.28)$$

где $\sigma = 1$ – коэффициент подтопления [4, раздел 6-3];

ε – коэффициент сжатия, зависящий от условий входа:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (12-1) \cdot 0,45}{12} \cdot \frac{3,71}{14} = 0,98. \quad (4.29)$$

где b – ширина пролёта; n – число пролётов;

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

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

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

$$H = H_{02} \cdot \frac{a \cdot V_0^2}{2g} = 3,77 \cdot \frac{1,1 \cdot 0,41^2}{2 \cdot 9,81} = 3,76 \text{ м}, \quad (4.30)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{2601,35}{(55,00 - 25,00) \cdot (168 + (12-1) \cdot 4)} = 0,41 \frac{\text{м}}{\text{с}};$

$\delta_B = 4 \text{ м}$ – толщина быка; $B = 168 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта.

Отметка гребня водослива определяется:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 55,00 - 4 = 51,00 \text{ м}, \quad (4.31)$$

где $H_{\text{ст}} = 4 \text{ м}$ – стандартный напор, ближайший к $H = 3,76 \text{ м}$ в соответствии с техническим регламентом.

4.3.5 Проверка пропуска поверочного расчётного расхода

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{3442,70}{0,49 \cdot 168 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 4,47 \text{ м} \quad (4.32)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{3442,70}{0,49 \cdot 0,97 \cdot 1 \cdot 168 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 4,56 \text{ м}, \quad (4.33)$$

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (12-1) \cdot 0,45}{12} \cdot \frac{3,71}{14} = 0,97, \quad (4.34)$$

где $b = 14$ – ширина пролёта;

$n = 12$ – число пролётов;

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

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

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{a \cdot V_0^2}{2g} = 4,56 - \frac{1,1 \cdot 0,51^2}{2 \cdot 9,81} = 4,54 \text{ м}, \quad (4.35)$$

$$\text{где } V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{3442,70}{(55,00 - 25,00) \cdot (168 + (12-1) \cdot 4)} = 0,51 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

$\delta_B = 4$ м – толщина быка;

$B = 168$ м – ширина водосливного фронта.

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 51,00 + 4,54 = 55,54 \text{ м} \quad (4.36)$$

Принята проектная отметка $\nabla \text{ФПУ} = 57,00$ м.

4.3.6 Построение профиля водосливной грани

Для построения профиля водосливной грани представленной на рисунке 4.1 использована таблица 6-12 [5]. Координаты для построения представлены в таблице 4.1 профиля получены с помощью умножения данных таблицы на значение $H_{\text{ст}} = 4,0$ м.

Сопряжение водоливной грани с поверхностью водобоя очерчено по дуге радиусом 10,16 м, определённым по таблице 6-14 [5].

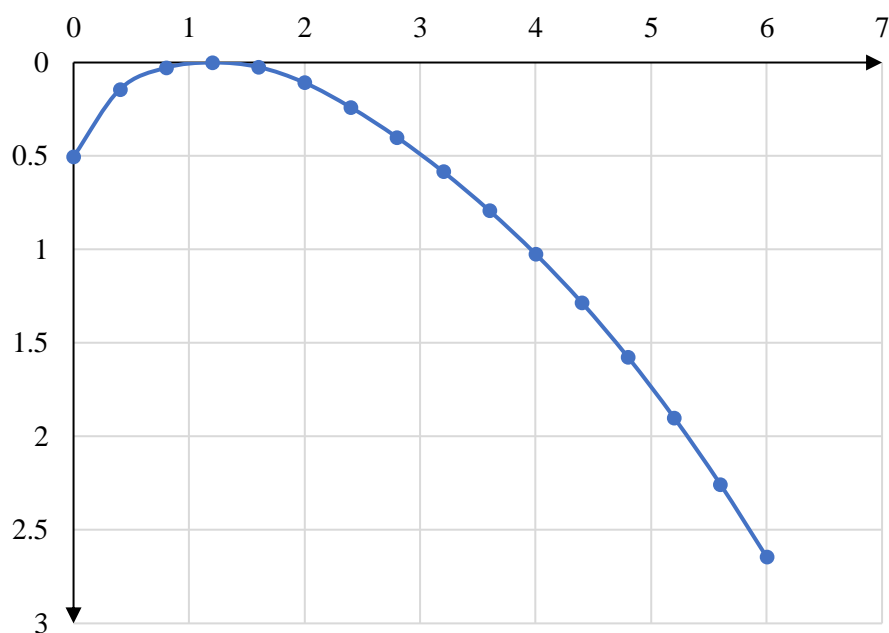


Рисунок 4.1 – Профиль водосливной грани

Таблица 4.1 – Координаты для построения профиля

№	x	y	x*	y*
1	0	0,126	0	0,504
2	0,1	0,036	0,4	0,144
3	0,2	0,007	0,8	0,028
4	0,3	0	1,2	0
5	0,4	0,006	1,6	0,024
6	0,5	0,027	2	0,108
7	0,6	0,06	2,4	0,24
8	0,7	0,1	2,8	0,4
9	0,8	0,146	3,2	0,584
10	0,9	0,198	3,6	0,792
11	1	0,256	4	1,024
12	1,1	0,321	4,4	1,284
13	1,2	0,394	4,8	1,576
14	1,3	0,475	5,2	1,9
15	1,4	0,564	5,6	2,256
16	1,5	0,661	6	2,644

Отметка верха быка определена

:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6H_{ст} = 51,00 + 1,6 \cdot 4 = 57,40 \text{ м} \quad (4.37)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\nabla_{ГП} = \text{НАИБ}[\nabla_{ГП}, \nabla_{ГБП}, \nabla_{ГБ}] = 57,50 \text{ м} \quad (4.38)$$

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге С-D радиусом $R = 10,16$ м. Величину этого радиуса назначают в зависимости от высоты плотины $p_b = 30$ м и напора на водосливе $H_{ст} = 4,00$ м, определённым по таблице 6-14 [5].

4.3.7 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 55,00 - 25,00 = 30,00 \text{ м} \quad (4.39)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum(n-1) \cdot \delta_B)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2601,35^2}{(168 + (12-1) \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 2,57 \text{ м} \quad (4.40)$$

Вычисляем отношение $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{30,00}{2,57} = 11,69$ м и определяем значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани по таблице 9-10 [5].

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} , определяем $\zeta'_c = 0,224$ и $\zeta''_c = 2,95$.

Сопряженные глубины определены следующим образом:

$$h'_c = \zeta'_c \cdot h_{кр} = 0,224 \cdot 2,57 = 0,6 \text{ м} \quad (4.41)$$

$$h''_c = \zeta''_c \cdot h_{кр} = 2,95 \cdot 2,57 = 7,6 \text{ м} \quad (4.42)$$

$h''_c = 7,6 \text{ м} > h_{НБ} = 3,54 \text{ м}$, следовательно, в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок не допустим, поэтому проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании высотой менее 40 м гашение энергии сбрасываемой воды целесообразно осуществлять водобойной стенкой.

4.3.8 Расчёт водобойной стенки

Рассчитаем высоту водобойной стенки по формуле:

$$h_{ст} = \sigma h''_c - H_{ст}, \quad (4.43)$$

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

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2}, \quad (4.44)$$

q – удельный расход, равный:

$$q = \frac{Q_{\text{осн.расч.}}}{(B+b) + (n-1) \cdot \delta_B}, \quad (4.45)$$

$$q = \frac{2601,35}{(168+14) + (12-1) \cdot 4} = 12,27 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

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

m – коэффициент расхода в зависимости от типа стенки, равный 0,35.

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{12,27}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 12,27^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 7,6)^2} = 3,85 \text{ м},$$

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 7,6 - 3,85 = 4,47 \text{ м}.$$

Пример водосливной стенки показан на рисунке 4.2.

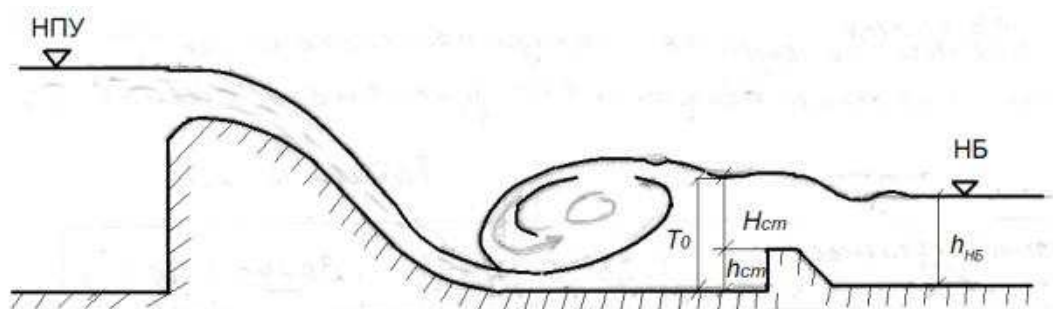


Рисунок 4.2 – Схема к расчёту водобойной стенки

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

Принимаем полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}}, \quad (4.46)$$

$$T_0 = 4,47 + 3,85 = 8,32 \text{ м}.$$

Вычисляем отношение по:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{8,32}{2,57} = 3,25.$$

Аналогично предыдущему расчёту по [3] определяем:

$$\xi_c = 0,445, \xi_c'' = 1,8;$$

Определяем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,445 \cdot 2,57 = 1,1 \text{ м},$$

$$h''_c = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 1,8 \cdot 2,57 = 4,6 \text{ м}.$$

Так как $h''_c = 4,6 \text{ м} > h_{НБ} = 3,54 \text{ м}$, за стенкой не образуется затопленный прыжок, проведём аналогичный расчёт для второй водобойной стенки.

$$H_{ст} = \left(\frac{12,27}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 12,27^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 4,6)^2} = 3,64 \text{ м}.$$

Высота водобойной стенки:

$$h_{ст} = 1,1 \cdot 4,6 - 3,85 = 1,23 \text{ м}.$$

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

Принимаем полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = 1,23 + 3,64 = 4,87 \text{ м}.$$

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{4,87}{2,57} = 1,9.$$

Аналогично предыдущему расчёту по [3] определяем:

$$\xi_c = 0,69, \xi_c'' = 0,8;$$

Определяем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,69 \cdot 2,57 = 1,8 \text{ м},$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 0,8 \cdot 2,57 = 2,1 \text{ м.}$$

Так как $h''_c = 2,1 \text{ м} < h_{НБ} = 3,54 \text{ м}$, за стенкой образуется затопленный прыжок, чего и требовалось добиться.

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c}, \quad (4.47)$$

где v_c – скорость в сжатом сечении, равная:

$$v_c = \frac{q}{h'_c} = \frac{17,7}{1,1} = 15,5 \text{ м/с}, \quad (4.48)$$

Тогда толщина водобойной плиты равна:

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

Длина водобоя:

$$l_B = (0,75 \div 1) \cdot l_{пр}, \quad (4.49)$$

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

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 4,6 - 1,1) = 19,1 \text{ м}, \quad (4.50)$$

$$l_B = 1 \cdot 19,1 = 19,1 \text{ м.}$$

4.4 Конструирование плотины

4.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль гравитационной плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является наиболее экономичным. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости её против сдвига по основанию.

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины - прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ. Заложение низовой грани на первом этапе можно принять равным $0,7 \div 0,8$, а

при оценке устойчивости плотины величину заложения можно скорректировать.

Высота плотины h равна:

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 55,00 - 19,50 = 35,50 \text{ м}, \quad (4.51)$$

где $\nabla\text{ПОД} = \nabla\text{ДНА} - (3,5 + 2) = 25,00 - (3,5 + 2) = 19,50 \text{ м}$.
(4.52)

Из условий устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определяется из выражения:

$$0,7h = 0,7 \cdot 35,50 = 24,85 \text{ м} \quad (4.53)$$

$$0,8h = 0,8 \cdot 35,50 = 28,4 \text{ м} \quad (4.53)$$

Принимаем B целое число в данном диапазоне: $B = 25 \text{ м}$.

4.4.2 Разрезка бетонной плотины швами

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

В плотине, возводимой на скальном основании, разрезка швами на секции производится по осям быков.

Ширина секции составляет:

$$B_{\text{сек}} = b + \delta_{\text{б}} = 14 + 4 = 18 \text{ м}, \quad (4.54)$$

где b – ширина пролёта водосливного фронта;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина разрезного быка.

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

4.4.3 Быки

Размеры быков водосбросных плотин следует назначать в зависимости от типа и конструкции затворов, размеров водосбросных отверстий, эксплуатационных и аварийных выходов из продольных галерей, а также размеров и конструкции мостовых пролетных строений.

Конструктивная толщина быка равна 4 м. Разрезной бык состоит из двух полубыков, их суммарная толщина обычно на 1,5 м больше, чем неразрезного.

При этом толщину пазового перешейка быка во всех случаях необходимо назначать 0,8 м.

Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний бьеф. Ширина паза составляет 1 м. Пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещены на расстоянии 1,0 м от рабочего затвора, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на нём.

4.4.4 Устои

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

Различают устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или с берегом (береговой устой), и отдельные (в виде отдельных стенок), которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС. Устои состоят из трех основных элементов: продольной подпорной стенки, играющей роль берегового быка (в пределах фундаментной плиты водослива), верховой сопрягающей стенки (в пределах понура) и низовой сопрягающей стенки, часто их называют открылками.

4.4.5 Дренаж тела бетонных плотин

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

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.г}}, \quad (4.55)$$

$$2 \text{ м} \geq \frac{29,52 \cdot 1,15}{25} = 1,36 \text{ м}$$

где $H_d = 29,52$ м – напор над расчётным сечением;

$\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения (для III класса ГТС);

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

Принимаем $a_{др} = 1,4$ м.

4.4.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи следует располагать через 15 м. Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций. Галерея имеет следующие размеры: ширина – 2,5 м, высота – 3,5 м и расположены на отметках 20,50м, 39,00м. При наличии нескольких галерей в плотине нижняя, устраиваемая возможно ближе к основанию, используется для цементирования основания и находится на отметке 20,50м.

4.5 Основные элементы плотины

4.5.1 Противофильтрационная завеса и дренажные устройства

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж для уменьшения фильтрационного давления на подошву плотины

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\text{п}} = 0,1 \cdot 25 = 2,5\text{м.} \quad (4.56)$$

где $B_{\text{п}}$ – ширина подошвы плотины.

Расстояние l_2 принимается конструктивно $l_2 = 5$ м.

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,6 \cdot 29,52 = 17,71 \text{ м.} \quad (4.5)$$

где H_{max} – максимальный напор.

$$H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБmin}} = 55,00 - 25,48 = 29,52 \text{ м,}$$

где $\nabla_{\text{НБmin}}$ – минимальная отметка НБ соответствует пропуску водохозяйственного расхода, определяем по кривой $\nabla_{\text{УНБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$.

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду принимается 2 м.

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_h = \frac{20,66}{15} \cdot 1,15 = 1,6 \text{ м}, \quad (4.58)$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;

$J_{кр} = 15$ – критический градиент для завесы;

$\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надёжности.

По эпюре фильтрационного давления для гравитационной плотины с цем. Завесой в основании находим ΔH :

$$\Delta H = H_d - H_{ас} = 29,52 - 8,856 = 20,66 \text{ м}, \quad (4.59)$$

где H_d – полный фильтрационный напор;

$H_{ас}$ – напор на цем. Завесе

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 18,00 = 9,00 \text{ м}. \quad (4.60)$$

4.6 Фильтрационные расчёты подземного контура

Расчёты проводят для основного расчётного случая: отметка верхнего бьефа соответствует ∇ НПУ, нижнего бьефа ∇ УНБ_{min}.

Проведём фильтрационный расчёт плотины на скальном основании. Для гравитационной плотины с цем. завесой в основании (III класс сооружения):

$$\frac{H_{ас}}{H_d} = 0,3, \quad (4.61)$$

$$\frac{H_{др}}{H_d} = 0,05, \quad (4.62)$$

где $H_{ас} = 0,3H_d = 0,3 \cdot 29,52 = 8,86 \text{ м}$ – напор на цем. завесе;

$H_{др} = 0,05H_d = 0,05 \cdot 29,52 = 1,476 \text{ м}$ – напор на дренаже.

4.7 Обоснование надёжности и безопасности бетонной плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного сочетания нагрузок и воздействий. Данный расчёт выполнен при уровне в верхнем бьефе равным ∇ НПУ, а в нижнем бьефе ∇ УНБ_{min}.

4.7.1 Определение основных нагрузок на плотину

4.7.1.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{пл}$ и $G_б$ определяются в программе AutoCAD:

$$S_{пл} = 441,18 \text{ м}^2, S_б = 995,96 \text{ м}^2.$$

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

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{441,18 \cdot 14 \cdot 9,81 \cdot 2400}{14 + 4} = 8078,85 \text{ кН/м} \quad (4.63)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины; b – ширина пролёта; $\delta_б$ – толщина быка; $\rho_б$ – плотность бетона.

Вес быка и точку его приложение определяю аналогичным образом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \rho_б \cdot g}{b + \delta_б} = \frac{995,96 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{14 + 4} = 5210,87 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (4.64)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (4.65)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5)b = (57,00 - 51,00 + 0,5) \cdot 14 = 91 \text{ м}^2 \quad (4.66)$$

$$Q_з = 0,055 \cdot 115 \cdot \sqrt{91} \cdot 9,81 = 468,4 \text{ кН}$$

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

$$q_з = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{468,4}{14 + 4} = 26,02 \text{ кН/м} \quad (4.67)$$

4.7.1.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа:

$$T_в = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 35,5^2}{2} = 6182,36 \text{ кН/м}, \quad (4.68)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 55,00 - 19,50 = 35,50 \text{ м}$.

$$T'_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1'^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 37,5^2}{2} = 6898,54 \text{ кН/м}, \quad (4.69)$$

где $h'_1 = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ПОД} = 57,00 - 19,50 = 37,50 \text{ м}$.

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 5,98^2}{2} = 175,55 \text{ кН/м}, \quad (4.70)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{ПОД} = 25,48 - 19,50 = 5,98 \text{ м}$.

$$T'_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2'^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 9,12^2}{2} = 408,19 \text{ кН/м}, \quad (4.71)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\max} - \nabla\text{ПОД} = 28,62 - 19,50 = 9,12 \text{ м}$.

$$W_H = S_{\text{Эп н}} \cdot g \cdot \rho_w = 0,83 \cdot 9,81 \cdot 1000 = 8,14 \text{ кН/м},$$

4.7.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

$$p_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 35,5 = 348,3 \text{ кН} \quad (4.72)$$

$$p'_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot h'_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 37,5 = 367,9 \text{ кН} \quad (4.73)$$

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{Эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 149,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 3666,5 \text{ кН/м}, \quad (4.74)$$

где $S_{\text{Эп}} = 149,5 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления, определена с помощью AutoCAD.

Сила взвешивающего давления для поверочного случая:

$$W'_{\text{взв}} = S'_{\text{Эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 228 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 5591,7 \text{ кН/м}, \quad (4.75)$$

где $S'_{\text{Эп}} = 228 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления, определена с помощью AutoCAD.

4.7.1.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления построена в п. 5. В качестве воздействия на плотину учитывается часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины для основного случая:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 86,72 = 850,7 \text{ кН/м}, \quad (4.76)$$

где $S_{\text{эп}} = 86,72 \text{ м}^2$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

Для поверочного случая:

$$W'_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S'_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 83,37 = 817,82 \text{ кН/м}, \quad (4.77)$$

где $S'_{\text{эп}} = 83,37 \text{ м}^2$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

4.7.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \left(\frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) \right) = 9 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \left(\frac{20}{2} \right) \right) = 4,41 \text{ кН/м}^2 \quad (4.78)$$

где $\gamma_{\text{н}} = 9 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов, принимаем $h_{\text{н}} = 1 \text{ м}$;

$\varphi_{\text{н}} = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_{\text{н}} = \frac{h_{\text{н}} \cdot p_{\text{н}}}{2} = \frac{1 \cdot 4,41}{2} = 2,21 \text{ кН/м} \quad (4.79)$$

4.7.1.6 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (4.80)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,68 \cdot \left(\frac{7,02}{3,14} + \frac{0,21}{2} \right) = 7,86 \text{ кН/м}$$

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,68^2}{7,02} = 0,21 \text{ м} \quad (4.81)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{7,02}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,68 = 10,77 \text{ м} \quad (4.82)$$

4.8 Оценка прочности плотины

Оценка общей прочности плотины приведена в сечении на уровне подошвы плотины.

Для удобства расчётов составлена таблица 4.2, в которой занесены нагрузки, умноженные на соответствующий коэффициент надёжности нагрузке γ_f . В приведённых формулах изгибающий момент относительно середины расчётного сечения по часовой стрелке принят со знаком «плюс», против часовой стрелки – со знаком «минус»; нормальные растягивающие силы и напряжения со знаком «плюс», сжимающие – со знаком «минус». Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 4.2 – Основные нагрузки на плотину

№ п/п	Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основное сочетание нагрузок и воздействий			Особое сочетание нагрузок и воздействий		
				Сила, кН	Плечо, м	Момент кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	T_B	1,0	→	6182,4	11,8	72951,9	6898,5	12,5	86231,7
2	T_H	1,0	←	175,5	-1,993	-349,9	408,2	-3	-1224,6
3	G_6	0,95	↓	5605,3	-6,3	-35313,5	5605,3	-8,5	-47645,2
4	$G_{пл}$	0,95	↓	7674,9	-3,5	-26862,2	7674,9	-3,5	-26862,2
5	$W_{ВЗВ}$	1,0	↑	3666,5	0,0	0,0	5591,7	0,0	0,0
6	W_ϕ	1,0	↑	850,7	8,6	7315,8	817,8	8,6	7033,3
7	E_H	1,2	→	2,6	3,67	9,7	2,6	3,7	9,7
8	$W_{\text{волн}}$	1,0	→	7,9	33,9	266,3	7,9	33,9	266,3
9	q_3	0,9	↓	23,4	-11,2	-262,3	23,4	-11,2	-262,3
10	W_H	1	↓	8,14	11,5	93,7	178,9	9,7	1735
				Σ 8794,63		Σ 17856,52	Σ 7073		Σ 19288,83

4.9 Расчёт краевых напряжений для основного случая

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

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{8794,63}{25} + \frac{6 \cdot 17856,52}{25^2} = -180,4 \text{ кН/м}^2 \quad (4.83)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) \quad (4.84)$$

$$\sigma_x^u = -180,4 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 35,50 \cdot (1 - 0^2) = -348,3 \text{ кН/м}^2,$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 55,00 - 19,50 = 35,50 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

где $\alpha_1 = 0^\circ$ – угол между напорной гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 35,50 + (-180,4)) \cdot 0 = 0 \quad (4.85)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (4.86)$$

$$\sigma_1^u = -180,4 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 35,50 \cdot 0^2 = -180,4 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 35,50 = -348,3 \text{ кН/м}^2; \quad (4.87)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{8794,63}{25} - \frac{6 \cdot 17856,52}{25^2} = -523,2 \text{ кН/м}^2 \quad (4.88)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (4.89)$$

$$\sigma_x^t = -523,2 \cdot 0,74^2 - 9,81 \cdot 5,98 \cdot (1 - 0,74^2) = -342,03 \text{ кН/м}^2,$$

где $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД} = 25,48 - 19,50 = 5,98 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = \text{ctg } \alpha_2 = \text{tg } 52^\circ = 0,74, \quad (4.90)$$

где $\alpha_2 = 52^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (4.91)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 5,98 - 523,2) \cdot 0,74 = 362,8 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_1^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (4.92)$$

$$\sigma_1^t = -523,2 \cdot (1 + 0,74) + 9,81 \cdot 5,98 \cdot 0,74^2 = -806,5 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_3^t = -\gamma_w \cdot H_d^t \quad (4.93)$$

$$\sigma_3^t = -9,81 \cdot 5,98 = -58,7 \text{ кН/м}^2.$$

Где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верховой и низовой граней, кПа;

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

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

N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

Расчёт краевых напряжений представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-180,4	-523,2
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-348,3	-342
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	362,8
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-180,4	-806,5
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-348,3	-58,7

4.10 Критерии прочности плотины и её основания для основного случая

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

2.

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.94)$$

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

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

$R_b = 2800$ кПа – расчётное сопротивление бетона сжатию;
 $\gamma_{cd} = 1$ – коэффициент условия работы.

$$1,15 \cdot 1,0 \cdot |-348,3| \leq 1 \cdot 2800$$

$$400,5 \leq 2800$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (4.95)$$

$$-180,36 \text{ кПа} < 0$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (4.96)$$

$$180,36 \text{ кПа} \geq 87,07 \text{ кПа}$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

4.11 Обоснования устойчивости плотины для основного случая

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.97)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения [4];

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок [4];

$\gamma_c = 1$ – коэффициент условий работы [8];

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

F – расчетное значение обобщенной несущей способности.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв}) \cdot \text{tg } \varphi + E_{пн} \cdot \gamma_c + c \cdot B, \quad (4.98)$$

где γ'_c – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта принимается 0,7;

$\text{tg } \varphi$ – физико-механические характеристики грунта.

$$R = (7674,9 + 5605,3 + 23,4 - 850,7 - 3666,5) \cdot \operatorname{tg} 52^\circ + 0 \cdot 0,7 + 25,00 \cdot 150 = 10770,7 \text{ кН.}$$

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H, \quad (4.99)$$

$$F = 6182,4 - 175,5 + 7,9 + 2,6 = 6017,3 \text{ кН}$$

$$\frac{10770,7 \cdot 1}{6017,3 \cdot 1,0} = 1,79 \geq 1,15$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

4.12 Расчёт краевых напряжений для поверочного случая

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

Для верхней грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{7072,99}{25} + \frac{6 \cdot 19288,83}{25^2} = -97,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_x^u = -97,7 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 105,00 \cdot (1 - 0^2) = -367,9 \text{ кН/м}^2,$$

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

$H_d^u = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ПОД} = 57,00 - 19,50 = 37,50 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \operatorname{tg} \alpha_1$, где $\alpha_1 = 0^\circ$ – угол между напорной гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^u = (9,81 \cdot 37,50 + (-97,7)) \cdot 0 = 0,$$

$$\sigma_1^u = -97,7 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 37,50 \cdot 0^2 = -97,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_3^u = -9,81 \cdot 37,50 = -367,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

Для нижней грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{7072,99}{25} - \frac{6 \cdot 19288,83}{25^2} = -468,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_x^t = -468,1 \cdot 0,74^2 - 9,81 \cdot 9,12 \cdot (1 - 0,74^2) = -320,4 \text{ кН/м}^2,$$

где $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\text{max}} - \nabla \text{ПОД} = 28,62 - 19,50 = 9,12 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = \operatorname{ctg} \alpha_2 = \operatorname{tg} 52^\circ = 0,781,$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 9,12 - 468,1) \cdot 0,781 = 295,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_1^t = -478,1 \cdot (1 + 0,781) + 9,81 \cdot 9,12 \cdot 0,781^2 = -699 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

$$\sigma_3^t = -9,81 \cdot 9,12 = -89,5 \text{ кН/м}^2.$$

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

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

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

N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

Расчёт краевых напряжений представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-97,7	-468,1
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-367,9	-320,4
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	295,7
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-97,7	-699
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-367,9	-89,5

4.13 Критерии прочности плотины и её основания для поверочного случая

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.100)$$

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

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

$R_b = 2800$ кПа – расчётное сопротивление бетона сжатию;

$\gamma_{cd} = 1$ – коэффициент условия работы.

$$1,15 \cdot 1,0 \cdot |-367,9| \leq 1 \cdot 2800$$

$$423,06 \leq 2800$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины формула (6.33):

$$-97,7 \text{ кПа} < 0$$

3. В зоне верховой грани плотины по формуле (4.96):

$$97,7 \text{ кПа} \geq 91,97 \text{ кПа}$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

4.14 Обоснование устойчивости плотины для поверочного случая

Расчетное значение обобщенной несущей способности определяется по формуле (6.36):

$$R = (7674,9 + 5605,3 + 23,4 - 5591,7 - 817,8) \cdot \operatorname{tg} 52^\circ + 0 \cdot 0,7 + 25,00 \cdot 150 = 9396,3 \text{ кН},$$

Сдвигающая сила:

$$F = 6898,5 - 408,2 + 2,6 + 7,9 = 6500,9 \text{ кН}.$$

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

$$\frac{9396,3 \cdot 1}{6500,9 \cdot 1,0} = 1,45 \geq 1,25$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

5 Организация и производство гидротехнических работ

5.1 Определение этапов строительства

5.2 Гидравлический расчёт пропуска строительных расходов I очереди

Пропуск строительных расходов I очереди осуществляется через стеснённое 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%).

$$Q_{10\%} = 3281 \text{ м}^3/\text{с}; \nabla \text{УВ} (Q_{10\%}) = 28,46 \text{ м}$$

Скорость потока в сжатом русле:

$$V_{\text{сж}} = \frac{Q_{10\%}}{\omega_{\text{сж}}} = \frac{3281}{157,43} = 20,84 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

где $\omega_{\text{сж}}$ – площадь сечения сжатого русла.

$$\omega_{\text{сж}} = B_{\text{сж}} \cdot h_{\text{сж}} = 45,5 \cdot 3,46 = 157,43 \text{ м}^2$$

$$B_{\text{сж}} = 45,5 \text{ м, по расположению сооружений на разрезе}$$

где B_0 – ширина русла реки.

$$B_0 = 320 \text{ м}$$

$$h_{\text{сж}} = h_0 = \nabla \text{УВ} (Q_{10\%}) - \nabla \text{ДНА} = 28,46 - 25 = 3,46 \text{ м.}$$

Допустимая средняя скорость для грунтов русла реки (доломитов) составляет 6,5 м/с, скорость в сжатом сечении превышает допустимую, следовательно, произойдёт размыв русла. Необходимо увеличить ширину сжатого русла, чтобы условия неразмываемости выполнялось, минимальное значение сжатого русла должна быть $\omega_{\text{сж}} = \frac{Q_{10\%}}{V_{\text{доп}}} = \frac{3281}{6,5} = 505 \text{ м}^2$, $b_{\text{сж}} = \frac{505}{3,46} = 146 \text{ м}$, в этом случае в котловане I очереди можно будет возвести только часть водосливной плотины, количество отверстий составит 2.

5.3 Пропуск строительных расходов второй очереди через донные отверстия в водосбросе

5.3.1 Определение минимально допустимого количества донных отверстий из условия неразмываемости русла реки

$$n_{min} = \frac{Q_{10\%}}{V_{доп} \cdot h_p \cdot l} = \frac{3281}{12 \cdot 3,46 \cdot 14} = 5,6, \quad (5.1)$$

где $V_{доп}$ - допустимая средняя скорость для бетона составляет 12 м/с;

h_p – глубина воды на пороге быстротока;

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

Минимальное количество отверстий 6

5.3.2 Определение расчётной отметки порога донных отверстий

Назначаем размеры отверстия, исходя из конструкции бетонной водосливной плотины: 8 донных отверстия шириной 14 м, и высотой 5 м.

Назначаем время перекрытия русла: декабрь с расходом 19 м³/с

Следовательно, $Q_{пер} = 19$ м³/с $\nabla УНБ_{Q_{пер}} = 25,09$ м

$$УВБ = УНБ_{Q_{пер}} + Z_{Max} = 25,09 + 1 = 26,09 \text{ м}, \quad (5.2)$$

где Z_{Max} – 1м, перепад при перекрытии русла, в предварительных расчетах принимаем 1м.

$$H_{п} = \left(\frac{Q_{пер}}{m \cdot b \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{19}{0,35 \cdot 14 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 0,92 \text{ м}, \quad (5.3)$$

где b – ширина донного отверстия 14;

m – коэффициент расход водослива.

$$\nabla ПДО = УВБ - H_{п} = 26,09 - 0,92 = 25,17 \text{ м}, \quad (5.4)$$

Назначаем отметку порога донного отверстия 25,2 м.

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

Определяем режим работы донных отверстий:

$\nabla_{верхДО} = \nabla_{ПДО} + h = 25,2 + 5 = 30,2$ м и сравниваем с $\nabla УНБ (Q_{10\%}) = 28,46$ м < $\nabla_{верхДО} = 30,2$ м – отверстие незатопленное.

$$\text{Определяем } H_{\text{во}} = \frac{Q_{10\%}^2}{\mu^2 \cdot \omega_{\text{до}}^2 \cdot 2g} = \frac{3281^2}{0,76^2 \cdot 420^2 \cdot 2 \cdot 9,81} = 5,42 \text{ м}, \quad (5.5)$$

где $\omega_{\text{до}} = 5 \cdot 14 \cdot 6 = 420 \text{ м}^2$;

$$\mu = \frac{1}{(1+\xi_{\text{вх}}+2gL/C^2R)} = \frac{1}{(1+0,3+2 \cdot 9,81 \cdot 32,6/104,032^2 \cdot 2,92)} = 0,76, \quad (5.6)$$

Коэффициент Шези $C = 104,032$ – по таблице в зависимости от R и n ,
Шероховатость $0,013$

Гидравлический радиус:

$$R = \frac{\omega}{x} = \frac{b \cdot h}{b+2h} = \frac{14 \cdot 5}{14+2 \cdot 5} = 2,92 \text{ м}, \quad (5.7)$$

L – длина донного отверстия $32,6$ м, по чертежу;

$\xi_{\text{вх}}$ – потери напора на входе $= 0,3$;

$$\nabla_{\text{УВБ}}(Q_{\text{стр}}) = \nabla_{\text{ПДО}} + H_{\text{во}} + 0,5 \cdot h_{\text{во}}, \quad (5.8)$$

$$\nabla_{\text{УВБ}}(Q_{\text{стр}}) = 25,2 + 5,42 + 0,5 \cdot 5 = 33,12 \text{ м}.$$

Для пропуска строительных расходов в две очереди необходимо 6 отверстий, из условий неразмываемости русла и требуемой максимальной величины $B_{\text{сж}} = 108$ м, в котловане I очереди можно возвести только 2 пролёта с 2-мя донными отверстиями, что не обеспечивает пропуск строительных расходов.

Поэтому рассматриваем другой вариант пропуска строительных расходов через строительный туннель.

5.4 Расчёт туннеля для пропуска строительных расходов

В связи с невозможностью пропуска строительных расходов 1 и 2 очереди, рассмотрим возможность пропуска строительных расходов через туннель.

Пропускная способность туннеля:

$$Q = B \cdot h_{\text{п}} \cdot C \cdot \sqrt{R \cdot I} = 14 \cdot 14 \cdot 0,85 \cdot 64,1 \cdot \sqrt{4,41 \cdot 0,00549} = 1660,825 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (5.8)$$

где $B=14$ м, ширина туннеля;

$$h_{\text{п}} = H \cdot 0,85 = 14 \cdot 0,85 = 11,9 \text{ м}$$

I – Уклон по длине туннеля:

$$I = \frac{\text{ПВП}-\text{ПНП}}{L} = \frac{27-22,5}{820} = 0,00549, \quad (5.9)$$

R – гидравлический радиус:

$$R = \frac{B \cdot h_{\text{п}}}{B + 2 \cdot h_{\text{п}}} = \frac{14 \cdot 0,85 \cdot 14}{14 + 2 \cdot 14 \cdot 0,85} = 4,41 \text{ м}, \quad (5.10)$$

C=64,1 – коэффициент Шези при шероховатости n = 0,02.

$$Q = 14 \cdot 14 \cdot 0,85 \cdot 64,1 \cdot \sqrt{4,41 \cdot 0,00549} = 1660,825 \text{ м}^3/\text{с},$$

Полученная пропускная способность не достаточна для пропуска строительных расходов 3281 м³/с, возведем два туннеля для пропуска строительных расходов.

При устройстве двух ниток туннеля пропускная способность составит:

$$Q = 1660,825 \cdot 2 = 3321,651 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \text{ пропускная способность обеспечивается.}$$

5.5 Расчёт перемычек с учётом пропуска строительных расходов через туннель

$$\text{УВБ} = \text{УНБ} + I \cdot L + Z = 28,46 + 0,00549 \cdot 820 + 6,42 = 39,38 \text{ м}. \quad (5.11)$$

$$Z = \frac{(1+\zeta_{\text{вх}}) \cdot V^2}{2 \cdot g} = \frac{(1+0,3) \cdot 9,85^2}{2 \cdot 9,81} = 6,4, \quad (5.12)$$

Скорость потока в туннеле:

$$V = \frac{Q}{\omega} = \frac{3281 \cdot 0,5}{14 \cdot 14 \cdot 0,85} = 9,85, \text{ м/с}, \quad (5.13)$$

Скорости размывающие, для грунтов доломитов поэтому туннель необходимо облицовывать бетонным креплением, тогда размывающие скорости составят 10 м/с:

$$\text{ГВПт} = \text{УВБ} + d = 39,38 + 9,2 = 48,59 \text{ м}$$

$$d = h_{\text{н}} + \Delta h + a + \text{ледоход} + \text{глубина сезонного промерзания}. \quad (5.14)$$

$$d = 1,98 + 0,0029 + 0,5 + 2 + 4,72 = 9,2 \text{ м}$$

$$\text{ГНПт} = \text{УНБ} + \alpha = 28,46 + 7,22 = 35,68 \text{ м}$$

$$\alpha = 0,5 + \text{ледоход} + \text{глубина сезонного промерзания} = 0,5 + 2 + 4,72 = 7,22 \text{ м}, \quad (5.15)$$

5.6 Технология возведения туннеля

Закрытый способ с применением БВР сборник ФЕР 29-01-059-07 разработка калотт шириной более 9 м при бетонной обделке для грунтов 6-7 группы (доломиты), 79,3 Маш · ч – 100 м³

Объём туннеля:

$$V_T = B \cdot H \cdot L = 14 \cdot 14 \cdot 820 = 160720 \text{ м}^3, \quad (5.16)$$

Объём калотты:

$$V_K = \frac{V_T}{6} = \frac{160720}{6} = 26786,7 \text{ м}^3, \quad (5.17)$$

Время на возведение калотты:

$$T_K = V_K \cdot \frac{79,3}{100} = 26786,7 \cdot \frac{79,3}{100} = 21242 \text{ ч}, \quad (5.18)$$

Разработка средней штроссы (ядра) сборник ФЕР 29-01-061-05 в грунтах группы 6-7 (доломиты), 80,07 Маш · ч – 100 м³

Время возведение штроссы:

$$T_{Ш} = (V_T - V_K) \cdot \frac{80,07}{100} = (160720 - 26786,7) \cdot \frac{80,07}{100} = 108084 \text{ ч}. \quad (5.19)$$

$$T_K + T_{Ш} = 21242 + 108084 = 129326 \text{ ч}.$$

$$\frac{T}{24} = \frac{129326}{24} = 224,52 \text{ мес, 3 смены 1 механизм, для одного туннеля}$$

Возьмём 6 механизмов, 3 подходные штольни, в таком случае длительность работ для одного туннеля $224,52/6=37,42 \text{ мес.} = 3,12 \text{ года}$.

5.7 Конструкция перемычек

Тип и профиль перемычек выбран – каменно-земляная плотина, трапецидального сечения.

Ширину по гребню принимаем 10 м.

Откосы назначены в зависимости от угла естественного откоса отсыпаемых грунтов и метода возведения сооружения: верховой откос – 1:2, низовой откос - 1:1,5.

Конструкции верховой и низовой перемычек и их основные размеры представлены на рисунках 5.1 и 5.2 соответственно.

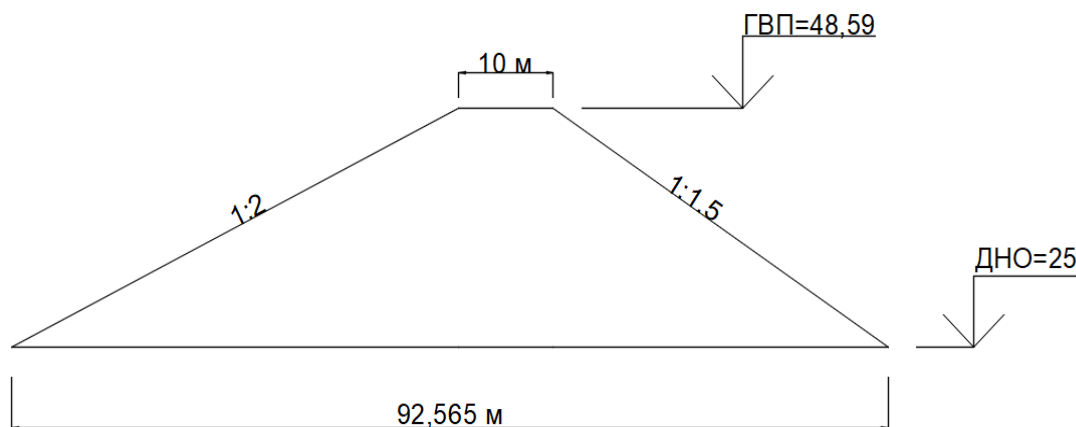


Рисунок 5.1 – Верховая перемычка

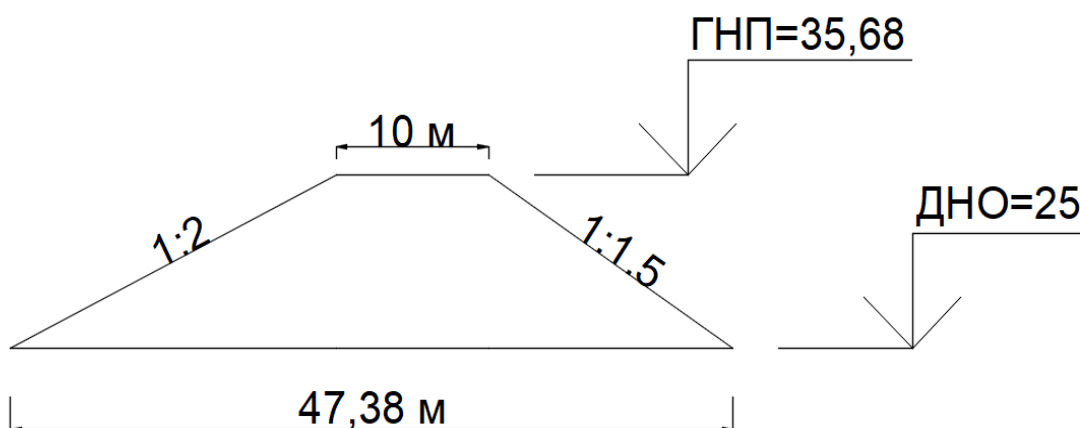


Рисунок 5.2 – Низовая перемычка

5.8 Технология возведения перемычек

Перед возведением перемычек отсыпаем скальный банкет, затем начинаем отсыпку перемычек в стоячую воду.

Согласно ГЭСН 36-01-004-3 “Возведение плотин, способом отсыпки грунта в искусственные прудки слоями до 4 м” на 1000 м^3 грунта приходится 16,87 маш.ч./ 1000 м^3 .

Длина верховой перемычки 717 м

Площадь сечения верховой перемычки:

$$\omega_{\text{ВП}} = \frac{(a+b)}{2} \cdot h = \frac{(92,565+10)}{2} \cdot (48,59 - 25) = 1209,75 \text{ м}^2, \quad (5.20)$$

Объём верховой перемычки:

$$V_{\text{ВП}} = \omega_{\text{ВП}} \cdot L = 1209,75 \cdot 717 = 867390,75 \text{ м}^3, \quad (5.21)$$

Длина низовой перемычки 410 м

Площадь сечения низовой перемычки:

$$\omega_{\text{нп}} = \frac{(a+b)}{2} \cdot h = \frac{(47,38+10)}{2} \cdot (35,68 - 25) = 306,41 \text{ м}^2$$

Объём низовой перемычки:

$$V_{\text{нп}} = \omega_{\text{нп}} \cdot L = 306,41 \cdot 410 = 125628,1 \text{ м}^3$$

Длина верховой перемычки туннеля 876 м

Объём верховой перемычки туннеля:

$$V_{\text{впт}} = \omega_{\text{вп}} \cdot L = 1209,75 \cdot 876 = 1059741 \text{ м}^3$$

Длина низовой перемычки туннеля 547 м

Объём низовой перемычки туннеля:

$$V_{\text{нпт}} = \omega_{\text{нп}} \cdot L = 306,41 \cdot 547 = 167606,27 \text{ м}^3$$

Суммарный объём перемычек:

$$V_{\text{пер}} = V_{\text{вп}} + V_{\text{нп}} + V_{\text{впт}} + V_{\text{нпт}} = 867390,75 + 125628,1 + 1059741 + 167606,27 = 2220366,12$$

Время возведения перемычек:

$$T = \frac{V_{\text{пер}} \cdot T_{\text{пер}}}{1000} = \frac{2220366,12 \cdot 16,87}{1000} = 37457,57 \text{ ч.} \quad (5.22)$$

5.9 Откачка воды и водопонижение в котловане

Первоочередную откачку воды выполняем методом открытого водоотлива

Определяем объём воды, которую требуется откачать из котлована с учётом фильтрации:

$$V_{\text{воды}} = S_{\text{кот}} \cdot h_{\text{в}} \cdot 3 = 114567,2 \cdot 3,46 \cdot 3 = 1189208,7 \text{ м}^3, \quad (5.23)$$

где $S_{\text{кот}}$ – площадь котлована, определяемая с помощью программы AutoCad;

$h_{\text{в}}$ – глубина воды в котловане при строительном расходе воды в реке $Q_{\text{стр}}=3281 \text{ м}^3/\text{с}$, равная:

$$h_{\text{в}} = \text{УВ (Q10\%)} - \text{ДНО} = 28,46 - 25 = 3,46 \text{ м,} \quad (5.24)$$

Откачку осуществляем насосами, которые будут установлены на берегу. Планируем не менее двух насосов: основной и резервный, количество насосов влияет на время откачки. Объем откачиваемой воды равен 2-3 объемам котлована. Необходимо соблюдать интенсивность откачки, то есть градиент напоров не должен превышать допустимый для скального грунта, из которого сложены откосы перемычек и котлована, в противном случае произойдет суффозия – и размыв бортов.

Для открытого водоотлива применяют насосы типа Д – одноступенчатые. Согласно ГОСТ 22247-96, для откачки воды выбраны насосы Varisco марки JE6-250 G11 FT40, производительность которых равна $W_g = 250 \text{ м}^3/\text{час}$ при высоте подъема воды до 15 м. Количество насосов принято $n=6$, с учетом водопонижения.

Определяем время откачки при работе 24 час/сут:

$$T_{\text{отк}} = \frac{V_{\text{воды}}}{W_{\text{в}} \cdot n} = \frac{3,46}{250 \cdot 6} = 792,81 \text{ ч} = 34 \text{ сут}, \quad (5.25)$$

Определяем интенсивность понижения уровня воды:

$$J = \frac{h}{t_{\text{отк}}} = \frac{3,46}{34} = 0,1 \text{ м/сут}, \quad (5.26)$$

Полученная интенсивность откачки ниже допустимой величины для скальных грунтов (доломит) и крепления откосов перемычек $J_{\text{доп}} = 0,5 \text{ м/сут}$.

5.10 Цикл земельно-скальных работ в котловане

Производство земельно-скальных работ состоит из:

- рыхления грунтов с применением буровзрывных работ (БВР);
- разработки грунта экскаватором, погрузки его в транспорт, транспортировки грунта и складирования.

Определяем общий объем земельно-скальных работ:

$$W_{\text{зср}} = W_1 + W_2 + W_3 = 178753,77 + 71501,51 + 24360 = 274615,28 \text{ м}^3.$$

где W_1 – объем врезки котлована;

W_2 – выемка дорог и проездов, равна 40% от W_1 ;

W_3 – выемка под водобой и рисберму.

5.11 Буровзрывные работы

Разработку грунтов с помощью БВР проводим методом скважинных зарядов. Схема бурения – вертикальные скважины с сеткой расположения 4x4 м. Бурение скважин в скальных грунтах (доломит) выполняется с помощью

станков роторно-шарошечного бурения. Данная схема бурения показана на рисунке 5.3.

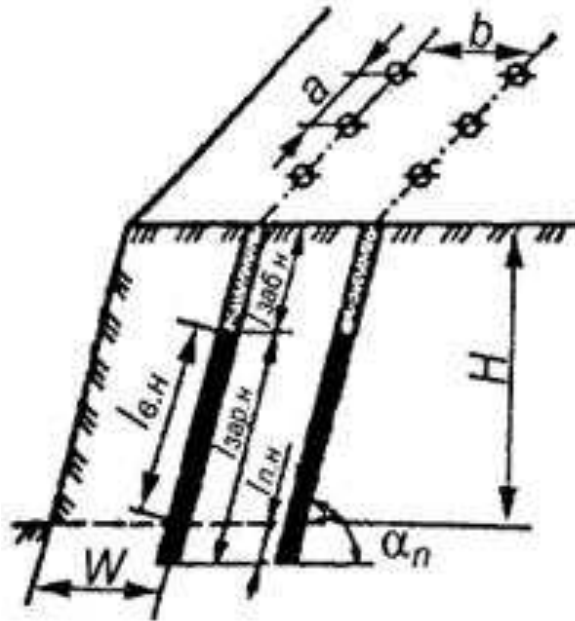


Рисунок 5.3 – Схема метода скважинных зарядов

Класс пород основания (доломит) по относительному показателю трудности бурения породы, согласно шкалы М. М. Протодяконова относится к категории Ш_А средней трудности бурения имеет коэффициент крепости $f = 8$.

Исходя из класса породы, выбрана модель бурового станка вращательного бурения типа 5СБШ-200-36 со средней скоростью бурения $V_б = 10 \text{ м/ч}$.

Сменная производительность бурового станка:

$$P_{б.см} = \frac{T_{см}}{T_0 + T_в} \cdot K_{и.б} = \frac{8}{0,1 + 0,02} \cdot 0,8 = 53,33 \frac{\text{м}}{\text{см}}, \quad (5.27)$$

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

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

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

$$T_0 = \frac{1}{V_б} = \frac{1}{10} = 0,1, \quad (5.28)$$

Определяем объем буровых работ в пм бурения. Объем грунта, приходящийся на 1 скважину равен $V = 4 \cdot 4 \cdot 6 = 96 \text{ м}^3$. Диаметр скважин $d_{скв} = 200$ мм.

Глубина скважин:

$$L_{\text{СКВ}} = H_{\text{уст}} + h_{\text{п}} = 4 + 2 = 6 \text{ м}, \quad (5.29)$$

где $H_{\text{уст}}$ – высота рабочего уступа, для экскаватора, которая составляет 4 м,
 $h_{\text{п}}$ – глубина перебура, равная:

$$h_{\text{п}} = (10 \div 12) \cdot d_{\text{СКВ}}$$

$$h_{\text{п}} = 10 \cdot d_{\text{СКВ}} = 10 \cdot 0,2 = 2 \text{ м}, \quad (5.30)$$

Количество скважин:

$$N_{\text{СКВ}} = \frac{W}{96} = \frac{34370,211}{96} = 2860,58 \text{ шт}, \quad (5.31)$$

где W – суммарный объем земляных работ.

Количество скважин принято $n=2861$ шт.

Объем (в погонных метрах) бурения:

$$V_{\text{пм.бур}} = N_{\text{СКВ}} \cdot L_{\text{СКВ}} = 2861 \cdot 6 = 17166 \text{ пм}, \quad (5.32)$$

Количество смен, требуемое на бурильные работы:

$$n_{\text{см}} = \frac{V_{\text{пм.бур}}}{P_{\text{б.см}}} = \frac{17166}{53,33} = 321,9 \text{ смен}, \quad (5.33)$$

5.12 Производство земляных работ

Разработка разрыхленного грунта выполняем ком.

Цикл земляных работ состоит из набора грунта экскаватором прямой лопатой с погрузкой в транспорт, транспортировки в полезную насыпь на расстоянии 3 км, работы на отвале

Согласно СНиП IV-2-82 Сборник 1. Земляные работы, разрыхленный грунт основания (долomit), относится к VI группе грунтов. Для разработки предварительно разрыхленного грунта используются одноковшовые экскаваторы.

Выбран экскаватор ЕТ – 26FS, емкостью ковша 1,25 м³, на гусеничном ходу.

В качестве транспорта для погрузки грунта выбран самосвал. Исходя из условия, что объем кузова автосамосвала равен 4÷5 ковшей экскаватора, то есть $W = 5 \cdot 1,25 = 6,25 \text{ м}^3$,

$$6,25 \text{ м}^3 \cdot 2,45 \text{ т/м}^3 (\text{долomit}) = 15,3125 \text{ т},$$

подбираем самосвал КАМАЗ 6540 объемом кузова 11 м³, грузоподъемностью 18,5 т.

Техническая производительность экскаватора:

$$P_T = \frac{3600 \cdot q \cdot K_H}{t_{ц} K_p} = \frac{3600 \cdot 1,25 \cdot 0,9}{25 \cdot 1,5} = 108 \text{ м}^3/\text{час}, \quad (5.34)$$

где q – вместимость ковша;

K_H – коэффициент наполнения ковша экскаваторов. Согласно «Сборник вспомогательных материалов для разработки пособия по рекультивации земель, нарушаемых в процессе разработки карьеров и строительства автомобильных дорог», для хорошо взорванной скальной породы $K_H=0,9$;

$t_{ц}$ – продолжительность цикла (для данных условий), с;

K_p – коэффициент первоначального разрыхления грунта, определяется, исходя из значения первоначального увеличения объема грунта после разработки. Согласно ЕНиР Е2 В1 Земляные работы. Механизированные и ручные земляные работы (Приложение 2), это значение для скальных грунтов равно 50%.

Коэффициент K_p определяется по формуле:

$$K_p = \frac{50\%}{100\%} + 1 = 1,5, \quad (5.35)$$

Эксплуатационная производительность экскаватора:

$$P_э = P_T \cdot T_p \cdot K_в = 108 \cdot 1 \cdot 0,8 = 86,4 \text{ м}^3/\text{час}, \quad (5.36)$$

где P_T – техническая производительность;

T_p – длительность периода работы $T_p=1$ час;

$K_в$ – коэффициент использования машины по времени, принимаемый в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию и проверке технически обоснованных норм времени расчетно-аналитическим методом равным $0,7 \div 0,8$.

Необходимое количества транспорта:

$$(m - 1) \cdot T_n = \frac{L_1}{V_1} + \frac{L_2}{V_2} + T_p + T_з = \frac{2,95}{60} + \frac{2,95}{20} + 0,11 + 0,25 = 0,46, \quad (5.37)$$

где m – количество единиц транспорта на 1 экскаватор;

T_n – время погрузки 1 машины, определяется по формуле 5.38;

L_1, L_2 – расстояние от створа гидроузла до бетонного завода туда и обратно соответственно, $L_1=L_2=2,95$ м;

V_1, V_2 – скорости, с которыми движется экскаватор туда и обратно соответственно, $V_1=60$ км/ч, $V_2=20$ км/ч;

T_p – время разгрузки самосвала в час, $T_p=40$ сек = 0,011 ч;

T_3 – время задержки в пути час, $T_3 = 15 \text{ мин} = 0,25 \text{ ч}$.

Время погрузки:

$$T_n = \frac{W}{\Pi_э} = \frac{6,25}{86,4} = 0,072 \text{ ч}, \quad (5.38)$$

где W – емкость кузова в м^3 ;

$\Pi_э$ – эксплуатационная производительность экскаватора $\text{м}^3/\text{час}$.

Тогда:

$$m = \frac{0,46}{0,072} + 1 = 7,31 \text{ шт.}$$

Принято $m = 8 \text{ шт}$.

Производительность экскаватора в месяц:

$$\Pi_э = \Pi_m \cdot T_p \cdot K_B = 108 \cdot 8 \cdot 21 \cdot 0,8 = 14515,2 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.39)$$

Тогда время работы экскаватора:

$$T = \frac{W}{\Pi_э} = \frac{274615,28}{14515,2} = 18,92 \text{ мес}, \quad (5.40)$$

Интенсивность земляных работ:

$$J_{зр} = \frac{T}{W} = \frac{18,92}{274615,28} = 0,00007 \text{ мес}/\text{м}^3, \quad (5.41)$$

5.13 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.

5.14 Определение объёмов бетонных работ

Объем бетонирования водосливной части, водобоя и рисбермы $V_6 = 118355,31 \text{ м}^3$.

Объем бетонирования здания ГЭС $V_6 = 39756,65 \text{ м}^3$.

Общий объем бетонирования $V_6 = 158111,96 \text{ м}^3$.

5.15 Приготовление бетонной смеси

Приготовление бетонной смеси осуществляется на бетонном заводе, принимаем бетонный завод «СТАНДАРТ-15», который находится в 2,95 км от производимых работ в месте возведения плотины. Тип завода: полуавтоматический, стационарный.

Базовая комплектация:

- бетоносмеситель БП-1Г-450С;
- скиповый подъемник с лебедкой;
- эстакада с высотой выгрузки 3 м;
- дозирующий комплекс 10 м^3 ($2 \times 5\text{ м}^3$);
- дозатор цемента ДЦ-150 (150 кг);
- дозатор воды ДВПЛ-1;
- компрессор Авас (Италия);
- полуавтоматический пульт управления;

Технические характеристики:

- производительность $10 \div 15$ м³/час;
- общая мощность 32 кВт;
- исполнение зимнее (в связи с выбранным регионом);

5.16 Транспорт бетонной смеси (горизонтальный)

Доставку бетонной смеси от бетонного завода осуществляем путем транспортировки автобетоносмесителем.

Выбран автобетоносмеситель ЗДА на шасси КАМАЗ-43255 с емкостью барабана 3 м³.

Определен объем смеси перевозимый одним автобетоносмесителем до места подачи в блок:

$$Q = \frac{q \cdot 60 \cdot T \cdot k}{t(\text{ц})} = \frac{3 \cdot 60 \cdot 8 \cdot 0,8}{26} = 44,31 \text{ м}^3/\text{смена}, \quad (5.42)$$

где q – Объем порции бетонной смеси 3 м³, перевозимый за 1 рейс в м³;

60 – количество минут в часе;

T – продолжительность смены в часах;

k – Коэффициент использования рабочего времени = 0,8;

$t(\text{ц})$ – 26 мин, продолжительность цикла в минутах $t(\text{ц}) = t$ (загрузка 5 мин) + t (грузовой пробег 8 мин) + t (выгрузка 3 мин) + t (порожний пробег 5 мин) + t (очистка кузова 5 мин).

Количество машин в смену (взять из календарного графика):

$$N_p = \frac{I}{Q} = \frac{6400}{44,31} = 144,44 \text{ машин в смену,} \quad (5.43)$$

где $I = 6400 \text{ м}^3 / \text{мес} = \text{м}^3 / \text{см}$, интенсивность укладки бетонной смеси в блок в $\text{м}^3 / \text{ч}$ с календарного графика.

5.17 Транспорт бетонной смеси (вертикальный)

Выбрана схема подачи бетонной смеси в блоки бетонирования по вертикали с применением башенных бетоноукладочных кранов. Схема с размещением бетоноукладочных кранов на отметках дна котлована.

Для производства укладки блоков выбран башенный бетоноукладочный кран КБГС-500, грузоподъемностью 12,5-25 т. Технические характеристики крана представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Технические характеристики крана КБГС-500

Наименование	Значение
Наибольший вылет крюка, м.	40
Высота подъема, м.	45
База крана, м.	10
Длина колеи, м.	10
Скорость передвижения, м/мин.	11
Вес, т.	313
Грузоподъемность, т.	12,5-25

Количество машино-часов для укладки бетона кранами башенными бетоноукладочными грузоподъемностью 12,5-25 т определяем по ГЭСН37-01-002-01 – 10,26 маш/ч на 100 м^3 бетона.

Время укладки бетона:

$$T_{\text{ук}} = \frac{V \cdot T}{100} = \frac{158111,96 \cdot 10,26}{100} = 16222,29 \frac{\text{маш}}{\text{ч}} = 676 \text{ сут,} \quad (5.44)$$

где V – объем поверхности бетона;

T – количество машино-часов, определенное по ГЭСН 37-01-002-01 в соответствии с выбранным типом кранов.

5.18 Опалубочные работы

Площадь опалубливаемой поверхности в м^2 :

$$S = V \cdot K_{\text{оп}} = 158111,96 \cdot 0,4 = 63244,79 \text{ м}^2, \quad (5.45)$$

где V – объем бетона внутри опалубливаемой поверхности S , м^3 ;

$K_{on} = 0,4$ – коэффициент опалубливаемой поверхности в $\text{м}^2/\text{м}^3$, для массивных плотин.

Тип опалубки: деревянная крупнопанельная щитовая плоская с тяжами.

5.19 Технология монтажа опалубки

Монтаж опалубки выполняется с помощью бетоноукладочных кранов. Количество машино-часов для установки и разборки выбранного типа опалубки при подаче кранами башенными бетоноукладочными 12,5-25 т: определяем по ГЭСН37-01-015-01 – 13,21 маш/ч на 100 м^2 опалубливаемой поверхности.

Время выполнения опалубочных работ:

$$T_{\text{оп}} = \frac{S \cdot T}{100} = \frac{63244,79 \cdot 13,21}{100} = 8354,64 \frac{\text{маш}}{\text{ч}} = 349 \text{ сут}, \quad (5.46)$$

где S – площадь опалубливаемой поверхности;

T – количество машино-часов, определенное по ГЭСН 37-01-015-01 в соответствии с выбранным типом опалубки.

5.20 Арматурные работы

В соответствии с температурой самой холодной пятидневки региона (-34°C), согласно СП 63.13330.2012 выбрана арматура марки А500С и А600 из стали марки 20Г2СФБФ, диаметром 10-40мм в зависимости от типа конструкции. Тип выбранной арматуры: горячекатаная периодического профиля.

Объем арматурных работ:

$$V_{\text{ар}} = V \cdot K_{\text{ар}} = 158111,96 \cdot 15 = 2371679,4 \text{ кг} = 2371,68 \text{ тонн}, \quad (5.47)$$

где V – объем бетона для армирования S , м^3 ;

$K_{\text{ар}} = 15$ – коэффициент армирования.

5.21 Технология монтажа арматурных изделий

Монтаж арматурных изделий выполняется с помощью бетоноукладочных кранов. Количество машино-часов для установки армокаркасов и армоферм массой до 5 тонн кранами башенными бетоноукладочными 12,5-25 тонн определяем по ГЭСН 37-01-027-02 – 75,21 маш/ч на 100 т. арматуры.

Время выполнения арматурных работ:

$$T_{\text{ар}} = \frac{V_{\text{ар}} \cdot T}{100} = \frac{2371,68 \cdot 75,21}{100} = 1783,74 \frac{\text{маш}}{\text{ч}} = 75 \text{ сут}, \quad (5.48)$$

где $V_{ар}$ – объём арматурных работ;

T – количество машино-часов, определенное по ГЭСН 37-01-027-02 в соответствии с выбранным типом арматуры.

5.22 Вибрирование бетона

Вибрирование бетона выполняется с помощью глубинного вибратора.

Количество машино-часов вибрирования определяем по ГЭСН37-01-002-02 – 28,68 маш/ч на 100 м³ бетона.

Время выполнения вибрирования:

$$T_{\text{виб}} = \frac{V \cdot T}{100} = \frac{158111,96 \cdot 28,68}{100} = 45346,51 \frac{\text{маш}}{\text{ч}} = 1889,44 \text{ сут}, \quad (5.49)$$

где V – объём вибрируемого бетона;

T – количество машино-часов, определенное по ГЭСН 37-01-002-02 в соответствии с выбранным типом вибратора.

Суммарное время на выполнение бетонных работ:

$$T_{\text{бет.р}} = T_{\text{ук}} + T_{\text{оп}} + T_{\text{ар}} + T_{\text{виб}} = 16222,29 + 8354,64 + 1783,74 + 45346,51 = 71707,18 \frac{\text{маш}}{\text{ч}}, \quad (5.50)$$

Интенсивность бетонных работ:

$$J = \frac{T}{V} = \frac{71707,18}{158111,96} = 0,45 \frac{\text{маш}}{\text{м}^3}, \quad (5.51)$$

где V – объём бетона;

T – суммарное время выполнения бетонных работ.

5.23 Технология возведения грунтовых плотин

Для возведения грунтовых каменно-земляных плотин применяется следующий состав работ:

- Разравнивание грунта слоями;
- Уплотнение грунта с увлажнением;
- Устройство и содержание въездов, съездов и проездов по насыпи;
- Очистка кузовов транспортных средств при выгрузке глинистых грунтов.

Определяем площади и длины поперечного сечения грунтовых глухих плотин $\omega_{\text{лгп}} = 2652 \text{ м}^2$, $\omega_{\text{пгп}} = 1669,625 \text{ м}^2$, и длины $L_{\text{лгп}} = 347,7 \text{ м}$, $L_{\text{пгп}} = 313,29 \text{ м}$ с помощью программы AutoCAD.

Суммарный объём глухих грунтовых плотин:

$$V_{\text{гр.пл}} = (\omega_{\text{лгп}}) \cdot L_{\text{лгп}} + (\omega_{\text{пгп}}) \cdot L_{\text{пгп}}, \quad (5.52)$$

$$V_{\text{гр.пл}} = 2652 \cdot 347,7 + 1669,625 \cdot 313,29 = 1445177,22 \text{ м}^3.$$

Время отсыпки плотин определяем по ГЭСН 81-02-36-2017 “Земляные конструкции ГТС” таблица ГЭСН 36-01-001-02 равно 17.16 маш/ч на 1000 м³, насухо возводим из несвязных грунтов катками массой свыше 16 т.

$$T_{\text{гр. пл}} = \frac{V_{\text{гр.пл}}}{1000} \cdot T = \left(\frac{1445177,22}{1000} \right) \cdot 17,16 = 24799,24 \text{ часов}, \quad (5.53)$$

5.24 Распределение объёмов работ по этапам строительства

Время возведения перемычек:

$$T = \frac{V_{\text{пер}} \cdot T_{\text{пер}}}{1000} = \frac{2220366,12 \cdot 16,87}{1000} = 37457,57 \text{ ч}, \quad (5.54)$$

Интенсивность земляных работ:

$$J_{\text{зр}} = \frac{T}{W} = \frac{18,92}{274615,28} = 0,00007 \text{ мес/м}^3, \quad (5.55)$$

Интенсивность бетонных работ:

$$J = \frac{T}{V} = \frac{71707,18}{158111,96} = 0,45 \frac{\text{маш}}{\text{ч м}^3}, \quad (5.56)$$

Время возведения грунтовой плотины (1 смена 1 механизм):

$$T_{\text{гр. пл}} = \frac{V_{\text{гр.пл}}}{1000} \cdot T, \quad (5.57)$$

$$T_{\text{гр. пл}} \left(\frac{1445177,22}{1000} \right) \cdot 17,16 = 24799,24 \text{ часов} = 148 \text{ мес},$$

1 смена 1 механизм

Объем земляных и бетонных работ представлены в таблице 5.2 и 5.3.

Таблица 5.2 – Объемы земляных работ

№ этапа	Земляные работы	Объем, м ³	Месяцы	Примечания
I	Строительные туннели 2 шт проходка	321440	450	3 смены 1 механизм
Выемка грунта				
II	Котлован (скального грунта)	274615,28	19	1 смены 1 механизм
Насыпные работы				
Перемычки котлована I очереди				
I	Перемычки туннеля	1227347,27	123	1 смены 1 механизм
II	Перемычки русла реки	993018,85	100	1 смена 1 механизм
III	Левобережная грунтовая плотина до отметки 39,20 м	269368,3	27	1 смена 1 механизм
III	Правобережная грунтовая плотина до отметки 39,20 м	30145,97	3	1 смена 1 механизм
IV	Левобережная грунтовая плотина от отметки 39,20 м до отметки 49,50 м	158290	16	1 смена 1 механизм
IV	Правобережная грунтовая плотина от отметки 39,20 м до отметки 49,50 м	106036,9	11	1 смена 1 механизм
V	Правобережная грунтовая плотина от отметки 49,50 м до отметки гребня	71900,06	7	1 смена 1 механизм
V	Левобережная грунтовая плотина от отметки 49,50 м до отметки гребня	79797,15	8	1 смена 1 механизм

Интенсивность бетонных работ $J=0,45$ маш/ч/м³

Таблица 5.3. – Объемы бетонных работ

№ этапа	Бетонные работы	Объем, м ³	Месяцы	Примечания
III	Водосливная плотина до отметки 40,2	59177,66	159	1 смена, 1 кран
III	Здание ГЭС до отметки 40,2	19878,33	53	1 смена, 1 кран
IV	Водосливная плотина от отметки 40,2 до отметки 50,5	29588,83	79	1 смена, 1 кран
IV	Здание ГЭС от отметки 40,2 до отметки 50,5	9939,16	27	1 смена, 1 кран
V	Водосливная плотина от отметки 50,5 до проектной отметки	29588,83	79	1 смена, 1 кран
V	Здание ГЭС от отметки 50,5 м до проектной отметки	9939,16	27	1 смена, 1 кран

6 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Анабарского гидроузла

6.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Анабарского ГУ выполняются следующие виды работ:

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

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

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

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

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

В связи с тем, что выше по течению отсутствуют населенный пункты, которые могли бы подвергаться затоплению не будут выполняться требования СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ». Поэтому выполняться в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища нет необходимости выполнять следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;

- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Но будут выполняться работы по очистке ложа от древесной и кустарниковой растительности, которые указаны санитарных правилах.

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

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

Но в данном случае данные мероприятия не являются необходимыми, так как на расстоянии 200 метров отсутствуют поселения.

6.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

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

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища Анабарской ГЭС не влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления. Поэтому ряд данных мероприятий не выполняется:

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

– Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

– Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

– Выше по течению через реку проходит железная дорога к горно добывающему производству, которая попадает в зону затопления из этого следует, что выполняются мероприятия:

– На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

– Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

– Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

– Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду; 1.8

Организация и проведение производственного экологического контроля

2 Санитарно-технические

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах; 2.6

Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание; 2.10 Организация

стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие .

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:

6.4.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (6.1)$$

N – объем бетонных работ, м³ (158111,96 м³);

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

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{158111,96 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 7115,04 \text{ т}, \quad (6.2)$$

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

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

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (6.3)$$

N – количество арматуры, т (2371,68 т);

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

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{2371,68 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 47,43 \text{ т}, \quad (6.4)$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 7115,04 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 47,43 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

В период эксплуатации Анабарского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что обслуживающему персоналу Анабарского ГЭС будет необходимо место жительства, а ездить до ближайшего населенного пункта затруднительно и требует много времени, будет возведен город на расстоянии 5 км от ГЭС. Поэтому согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу

загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Анабар от сбросов Анабарской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения рабочего города, в пределах промплощадок объектов Анабарской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

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

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

7 Пожарная безопасность. Охрана труда

7.1 Пожарная безопасность

Анабарская ГЭС оборудована системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара. 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. Пожароопасным веществом на ГЭС является масло.

Для оборудования в аппаратных (маслоочистительное оборудование, маслонасосы) предусмотрены поддоны на случай каких-либо незначительных протечек масла.

Так же пожароопасным объектом на ГЭС является гидрогенератор.

Система пожаротушения гидрогенератора постоянно готова к подаче воды на коллекторы пожаротушения генератора.

Во избежание пожара необходимо соблюдать следующие мероприятия:

- Территория станции должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов. Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги;

- Территория станции должна иметь оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами;

- Все проездные дороги должны содержаться в исправном состоянии. Подъезды к пожарным гидрантам, должны быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи;

- На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог, в местах выезда пожарных машин и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения;

- На территории электростанции следует регулярно скашивать и вывозить траву. Запрещается хранение высушенной травы на территории энергопредприятия и на прилегающей площадке (на расстоянии ближе 100 м).

Системы автоматического водяного пожаротушения выполняются для:

- кабельных сооружений (галереи, каналы и др.);

- трансформаторов;

- генераторов;

- подщитовых кабельных помещений.

Для защиты помещений маслохозяйства, и маслonaполненного оборудования предусмотрена установка пенного пожаротушения (далее АУППТ) с воздушно-механической пеной, получаемой агрегатным способом, с

применением сжатого воздуха. Подача пены предусматривается с применением ротационных оросителей специальной конструкции.

Для обнаружения пожара, в защищаемых помещениях предусматривается установка дымовых адресно-аналоговых извещателей.

Автоматическая установка пожарной сигнализации предназначена для:

- обнаружения возникновения места возгорания и (или) задымления;
- передачи сообщения о вышеуказанных ситуациях на пульт пожарной сигнализации и на пост пожарной охраны, на котором организовано круглосуточное дежурство
- выдачи сигнала на запуск системы оповещения о пожаре.

7.2 Охрана труда

Цель ведения охраны труда - обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса, условий при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений норм по охране труда, но и предупреждение возможности их возникновения.

Задачи, решаемые при ведении охраны труда и техники безопасности:

- установление определенных функций и обязанностей по охране труда для работодателей и работников на всех уровнях производства;
- планирование мероприятий по охране труда, организация их исполнения, постоянный контроль, учет, анализ и оценка проводимой работы;
- организация подготовки персонала, обучение работников методам и приемам безопасного производства работ, проверка знаний, аттестация, стажировка, дублирование, инструктаж;
- организация пропаганды требований нормативов и передового опыта по охране труда среди персонала;
- обеспечение для обслуживающего персонала безопасности технологических процессов и оборудования;
- обеспечение для работников безопасности при строительстве, ремонте и эксплуатации производственных зданий и сооружений;
- приведение санитарно-гигиенических условий труда на рабочих местах в соответствии с нормами;
- создание для работников социальных условий, установление оптимальных режимов труда и отдыха;
- организация санитарно-бытового и лечебно-профилактического медицинского обслуживания работников;
- организация профессионального отбора работников;
- обеспечение работников средствами защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов;
- нормотворческая деятельность, организация обеспечения работников нормативными материалами по охране труда.

8 Технико-экономические показатели

8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Объёмы продаж электроэнергии в годы начала эксплуатации представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	115	138	138	138	138
Число часов использования установленной мощности	Часы	5760	5760	5760	5760	5760
Выработка электроэнергии	МВт·ч	55200	66240	66240	66240	66240
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	1104,00	1324,80	1324,80	1324,80	1324,80
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	54096,00	64915,20	64915,20	64915,20	64915,20
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1143,00	1175,00	1206,00	1235,00	1262,00
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	61,83	76,28	78,29	80,17	81,92
НДС к выручке	млн.руб	9,43	11,64	11,94	12,23	12,50

Данные, полученные в результате расчётов, показывают, что при постоянном объеме продаж электроэнергии полученная выручка возрастает. Это связано прежде всего с ростом тарифов на электроэнергию.

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 ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «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	255,2	35,22
Прочие	274,0	37,81
Итого по ГЭС		73,03

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 5	0,06
От 6 до 15	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25	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.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	18,68
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/Мвт*ч	1,31
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт*ч	0,38
Итого		20,37

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки 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				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	87,58	118,68	118,90	118,90	118,90
Расходы на страхование, млн.руб.	50,05	56,38	55,39	54,25	53,11
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	60,86	73,03	73,03	73,03	73,03
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	3,13	3,52	3,46	5,09	4,98
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	16,97	20,37	20,37	20,37	20,37
Налог на воду, млн.руб.	4,34	5,68	5,72	5,72	5,72
Итого, млн.руб.	222,93	277,66	276,88	277,36	276,11

Из полученных данных можно сделать вывод, что основную часть затрат по гидроузлу в первые годы эксплуатации занимают амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы показана на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

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				
	2029	2030	2031	2032	2033
Налог на прибыль, млн.руб.	200,09	206,46	212,67	219,05	225,45
НДС, млн.руб.	228,18	270,20	275,89	281,74	287,62
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36
Налог на имущество, млн.руб.	119,86	117,24	114,63	112,01	109,40
Итого, млн.руб.	562,49	608,26	617,54	627,17	636,83

Расчетные данные показывают, что основные налоговые отчисления приходится на налог на прибыль и налог на добавленную стоимость (НДС). Видно, что налоговые расходы составляют значительную часть поступлений в бюджет от реализации проекта ГЭС.

8.1.4 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				
	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	977,59	1205,64	1237,23	1266,80	1296,63
Текущие расходы, млн.руб.	222,93	277,66	276,88	277,36	276,11
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	972,82	1199,92	1231,50	1261,08	1290,90
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	697,26	875,20	908,74	940,93	973,37
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	100,22	175,04	181,75	188,19	194,67
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	597,04	700,16	726,99	752,74	778,69
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

8.1.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика, согласно единым сценарным условиям ПАО РусГидро.

8.1.5.1 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.руб	212,46	306,69	240,88	338,55	532,14
В региональный бюджет, млн.руб	76,64	89,06	115,90	133,68	129,28
Итого налоговых поступлений, млн.руб	294,13	400,76	361,79	477,25	666,43

Строительство Анабарской ГЭС обеспечит регулярное поступление денежных средств в федеральный и региональный бюджеты. Большой объем поступлений в региональный бюджет можно будет использовать для развития региона. Стоит отметить, что с момента начала производства электроэнергии поступления в бюджеты значительно увеличатся.

8.1.5.2 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) Цена сбыта;
- б) Ставка дисконтирования;
- в) Ставка налогов;

Графики изменений представлены на рисунках 8.2, 8.3, 8.4.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

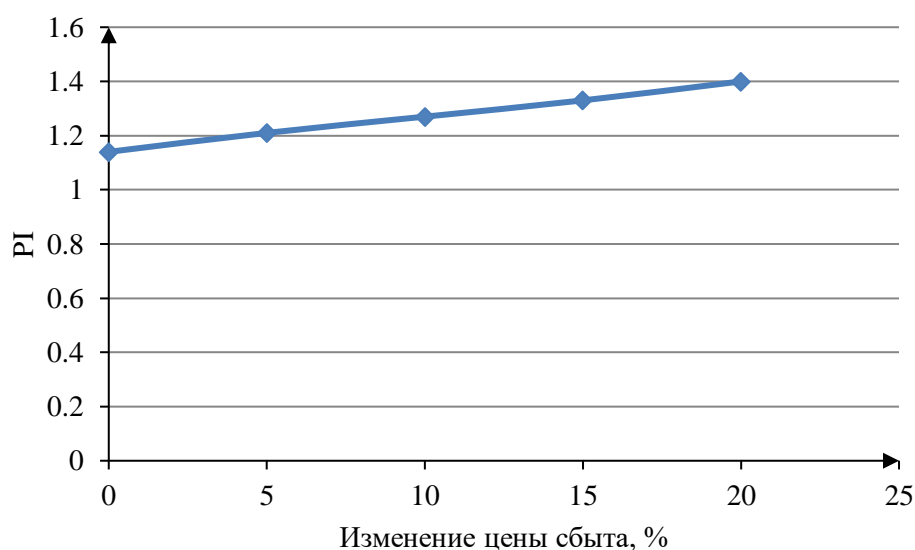


Рисунок 8.2 – Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта
График показывает, что увеличение цены приводит к увеличению (PI).

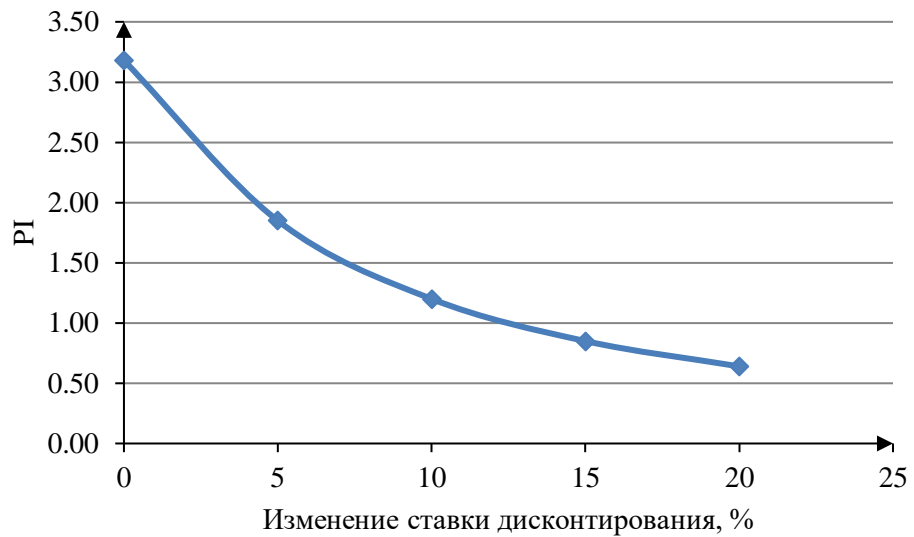


Рисунок 8.3 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

График показывает, что увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению PI.

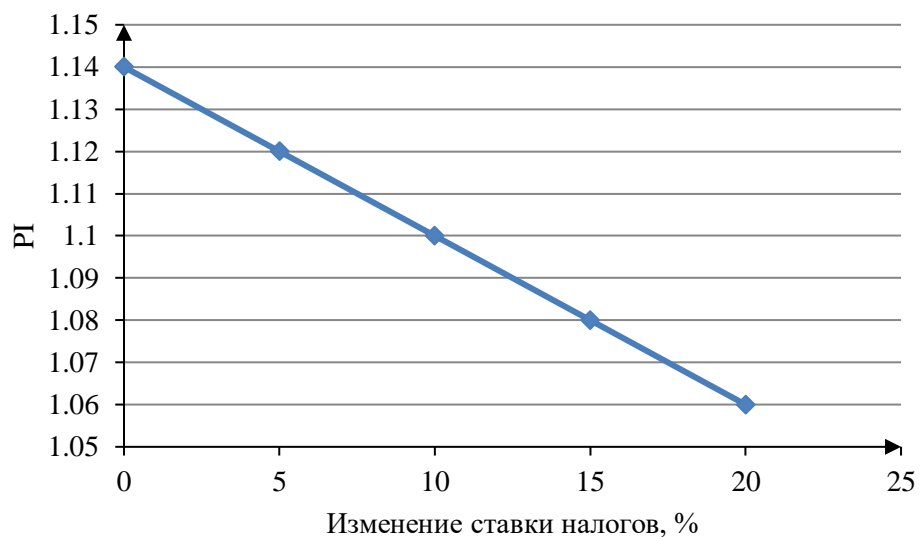


Рисунок 8.4 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки налогов

График показывает, что увеличение ставки налогов приводит к уменьшению величины PI.

9 Оценка устойчивости грунтовых откосов ГТС

9.1 Устойчивость откосов грунтовых плотин

Откосы грунтовых плотин при некоторых условиях могут потерять устойчивость, произойдет их деформация в форме оползания (скольжения) части грунтового массива по некоторой криволинейной поверхности в пределах части высоты откоса, по всей высоте откоса или с захватом части основания рисунок 9.1. Устойчивость откосов грунтовых плотин должна быть обеспечена при любой из приведенных схем.



Рисунок 9.1 – Виды оползания откосов

Разработано несколько методов расчётов: метод горизонтальных сил взаимодействия при круглоцилиндрической поверхности скольжения и метод весового давления при круглоцилиндрической поверхности скольжения. В гидромелиоративной практике широко используют метод круглоцилиндрических поверхностей скольжения грунтового массива с разбивкой его на отсеки. Задача расчёта состоит в определении коэффициентов запаса устойчивости откосов, который должен быть не менее нормативного для данного класса сооружения.

Нормами проектирования допускается проведение расчета устойчивости низового откоса методом круглоцилиндрических поверхностей скольжения, данный метод и будет использован в работе.

9.2 Фильтрационный расчёт грунтовой плотины

Для расчёта устойчивости грунтовой плотины необходимо произвести фильтрационный расчёт и отобразить графически депрессионную кривую.

Задачами фильтрационных расчётов являются: определение потерь воды через тело грунтовой плотины и её основание, если оно водопроницаемо; определение положения кривой депрессии и выходных градиентов напора. При фильтрационных расчётах грунтовых плотин принимают следующие допущения:

- Фильтрацию рассматривают в одной плоскости;
- Грунт тела плотины считают однородно-изотропным;
- Водоупор считают теоретически водонепроницаемым, положение кривой депрессии однородной плотины не зависит от качества грунта, а определяется только геометрическими размерами профиля плотины.

Проектный профиль грунтовой плотины приводят к расчётной схеме, в которой исключают отдельные мелкие детали и не учитывают потери напора в пригрузке из крупнопористых грунтов, уложенных поверх водонепроницаемых элементов – экранов или понуров. В верхнем бьефе за расчётный уровень принимают НПУ, в нижнем бьефе – уровень воды максимальный, при котором будет установившийся расход фильтрационного потока в теле плотины.

Расчёт проведён по схеме грунтовой плотины представленной на рисунке 9.2.

$K_T=100$ м/сут, коэффициент фильтрации тела плотины.

$K_я=0,4$ м/сут, коэффициент фильтрации ядра.

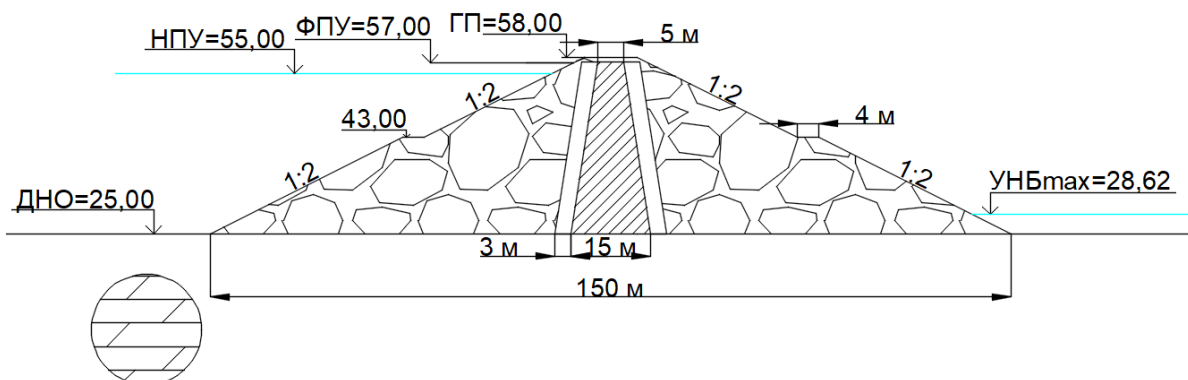


Рисунок 9.2 – Действительная схема грунтовой плотины

Для расчёта кривой депрессии необходимо привести плотину к однородному виду, для этого используют метод виртуальных длин. Для этого ядро со средней толщиной:

$$b_{\text{ср}} = \frac{b_{\text{в}} + b_{\text{н}}}{2} = \frac{5 + 15}{2} = 10 \text{ м}; \quad (9.1)$$

И коэффициентом фильтрации $K_я$ приводят к призме с коэффициентом фильтрации $K_{\text{п}}$. Виртуальная длина ядра определится по зависимости:

$$L_{\text{я}} = b_{\text{ср}} \frac{K_{\text{п}}}{K_{\text{я}}} = 10 \frac{100}{0,4} = 2500 \text{ м}; \quad (9.2)$$

Схема грунтовой плотины с виртуальным ядром и расчётная схема с кривой депрессии представлены на рисунках 9.3, 9.4.

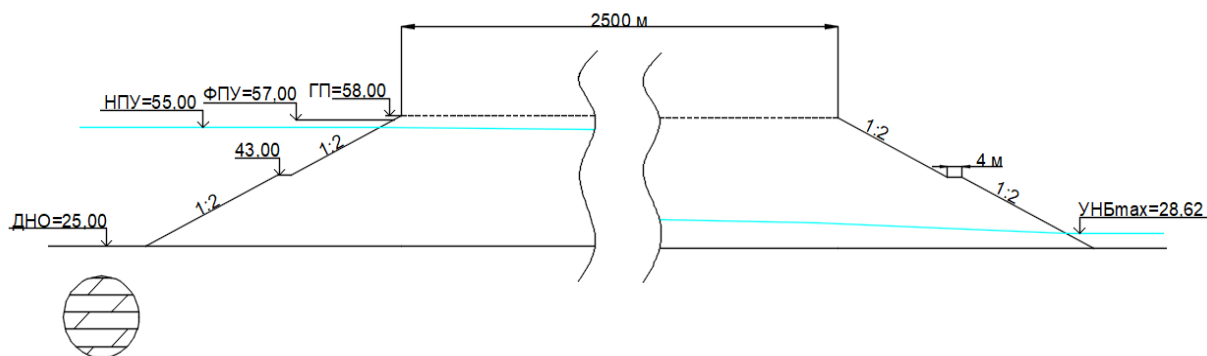


Рисунок 9.3 – Схема грунтовой плотины с виртуальным ядром

Положение кривой депрессии определяют по уравнению:

$$y = \sqrt{H_1^2 - 2 \cdot \frac{q_T}{k_T} \cdot x} = \sqrt{30^2 - 2 \cdot \frac{0,00017}{0,001} \cdot 2506} = 6,107 \text{ м}; \quad (9.3)$$

Величину удельного фильтрационного расхода находят по формуле:

$$q_T = b_{\text{ср}} \cdot \frac{H_1^2 - H_2^2}{2 \cdot L_{\text{расч}}} \cdot k_m = 10 \cdot \frac{30 - 3,62}{2 \cdot 2576} \cdot 0,001 = 0,00017 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}; \quad (9.4)$$

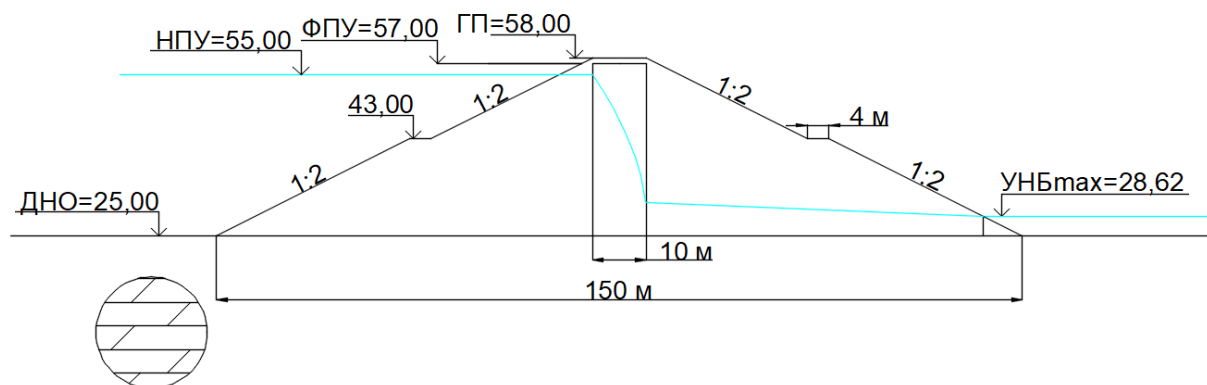


Рисунок 9.4 – Расчётная схема грунтовой плотины с кривой депрессии

Таблица 9.1 – Расчёт координат депрессионной кривой

x	0	6	250	500	750	1000	1250
y	30	29,966	28,530	26,979	25,334	23,574	21,672
x	1500	1750	2000	2250	2500	2506	2568,760
y	19,586	17,250	14,543	11,199	6,274	6,107	3,961

Рассчитаем выходной градиент:

$$l_{\text{вых}} = \frac{y_{n-1} - y_n}{x_n - x_{n-1}} = \frac{28,53 - 26,98}{500 - 250} = 0,006; \quad (9.5)$$

9.3 Расчёт устойчивости откоса грунтовой плотины

Низовой откос плотины больше всего является подверженным обрушению (сползанию), поэтому необходимо выполнить статический расчёт его устойчивости. Для этого вычерчиваем поперечный профиль плотины в одинаковом вертикальном и горизонтальном масштабе с указанием положения кривой депрессии рис 9.4.

Расчёт устойчивости откоса ведём на 1 м длины плотины. При определении коэффициента запаса все силы переносим на поверхность скольжения, кроме фильтрационной, которую учитываем, как объёмную. Расчёт выполняем методом круглоцилиндрических поверхностей скольжения графоаналитическим способом в следующей последовательности.

1. Продлеваем линию низового откоса до пересечения с основанием.
2. Из точки В опускаем вниз вертикальную прямую высотой равной высоте плотины, фиксируя точкой С
3. Через точку С, в сторону верхового откоса проводим горизонтальную линию длиной $5 \cdot H_{пл}$, фиксируя точкой М
4. Затем через точку М и А, расположенную на бровке низового откоса проводим луч ММ, на котором выбираем центр скольжения О и радиус кривой скольжения таким образом, чтобы кривой скольжения был захвачен весь низовой откос и частично грунт основания.

Разбиваем полученный сектор обрушения на отсеки шириной $0,1 \cdot R$. Счёт ведём от нулевого отсека, расположенного симметрично относительно перпендикуляра, опущенного из центра скольжения точка О к плоскости основания. Далее производим расчёт действующих сил.

Расчётная схема грунтовой плотины с кривой депрессии представлена на рисунке 9.5.

$$\gamma_{гр} = 24,5 \text{ кН/м}^3$$

$$\gamma_{нас1} = 25,5 \text{ кН/м}^3$$

Приведённая высота для полосы № 4:

$$h_{пр} = h_1 + h_{нас1} \cdot \frac{\gamma_{нас1}}{\gamma_{гр}} = 12,99 + 0,87 \cdot \frac{25,5}{24,5} = 13,89 \text{ м}; \quad (9.6)$$

Длина дуги кривой скольжения:

$$l_1 = \frac{\pi \cdot R \cdot \beta_1}{180} = \frac{3,14 \cdot 80 \cdot 30}{180} = 41,87 \text{ м}; \quad (9.7)$$

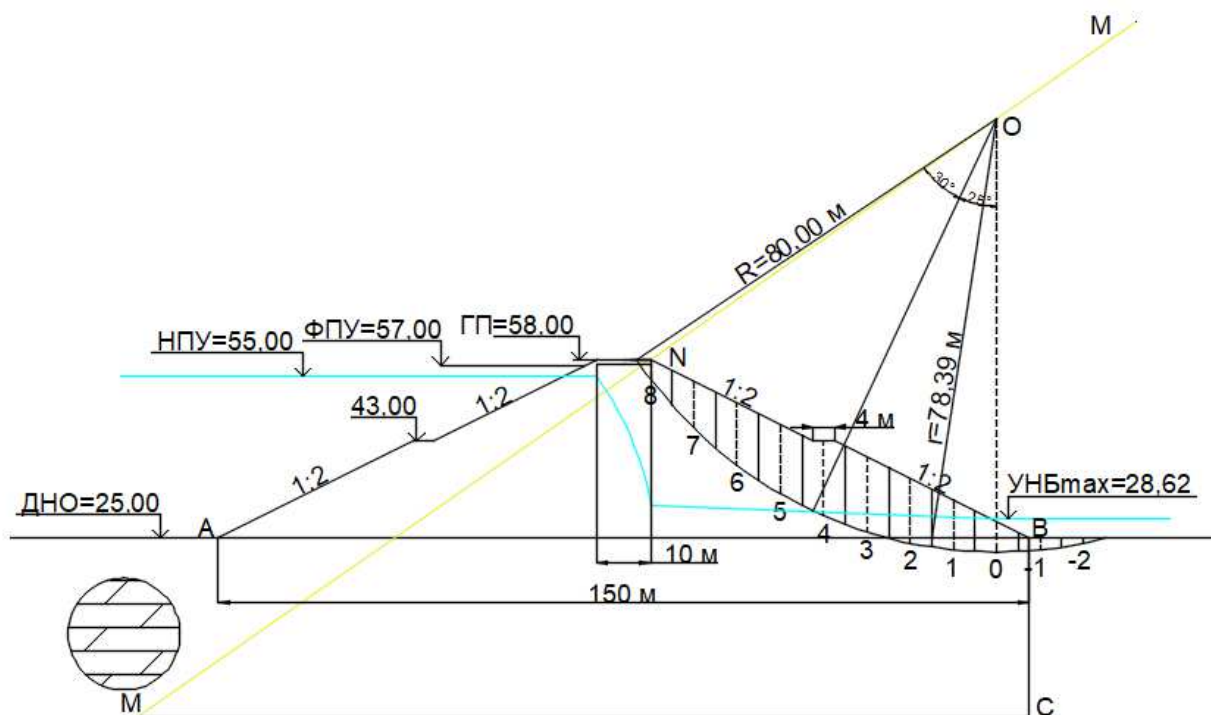


Рисунок 9.5 – Расчётная схема к статическому расчёту низового откоса ПЛОТИНЫ

Подсчёт действующих сил приведён в таблица 9.2.

Коэффициент устойчивости, с использованием расчётов таблицы 9.2:

$$K_y = \frac{b \cdot \sum h_{пр} \cdot \cos \alpha \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot \gamma_{гр} + \sum c \cdot l}{b \cdot \sum h_{пр} \cdot \sin \alpha \cdot \gamma_{гр} + \sum h_{нас} \cdot b \cdot l_{вых} \cdot \frac{r}{R}} = \frac{8 \cdot 1206,06 + 165,72}{8 \cdot 853,75 + 24,74 \cdot 8 \cdot 1,44 \cdot \frac{78,39}{80}} = 1,38; \quad (9.8)$$

Согласно расчётам коэффициент запаса $K_y = 1,38 > 1,15 = K_n$, проектируемая грунтовая плотина соответствует коэффициенту надёжности для 3 класса сооружения.

Таблица 9.2 – Определение действующих сил на низовой откос плотины

№ полосы	$\sin \alpha$	$\cos \alpha$	$h1, \text{ м}$	$h_{нас1}, \text{ м}$	$h_{пр}, \text{ м}$	$h_{пр} \cdot \sin \alpha \cdot \gamma_{гр}$	$h_{пр} \cdot \cos \alpha \cdot \gamma_{гр}$	ϕ	$\text{tg } \phi$	$h_{пр} \cdot \cos \alpha \cdot \text{tg } \phi \cdot \gamma_{гр}$	C	$l, \text{ м}$	$C \cdot l$
8	0,78	0,62	3,53	0	3,53	67,57	53,98			31,31			
7	0,7	0,71	8,66	0	8,66	148,52	151,52			87,88			
6	0,6	0,80	11,53	0	11,53	169,49	225,99			131,07			
5	0,5	0,87	12,81	0	12,81	156,92	271,80	30	0,58	157,64	2,5	41,87	104,67
4	0,4	0,92	12,99	0,87	13,89	136,16	311,98			180,95			
3	0,3	0,95	10,26	3,59	13,99	102,83	326,97			189,64			
2	0,2	0,98	6,53	5,38	12,12	59,39	290,94			168,74			
1	0,1	0,99	2,81	6,32	9,38	22,97	228,57			132,57			
0	0	1,00	0	5,53	5,75	0,00	140,77			81,65			
-1	-0,1	0,99	0	2,13	2,21	-5,42	53,95			31,29			
-2	-0,2	0,98	0	0,92	0,96	-4,68	22,95	21	0,38	13,31	1,75	34,89	61,06
Сумма				24,74	94,82	853,75				1206,06			165,72

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данной выпускной квалификационной работы был запроектирован Анабарский гидроузел на реке Анабар, сооружению присвоен III класс опасности. В ходе водно-энергетических расчётов рассчитана установленная мощность, было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов ГЭС. По результатам расчётов на ГЭС будут установлены 3 гидротурбины ПЛ30Б-В-530. По имеющимся данным для турбины с синхронной частотой вращения 125 об/мин был выбран гидрогенератор СВ – 779/80 – 48.

Для подобранного оборудования и по данным гидрологического ряда запроектирован соответствующий условиям рельефа и климата состав напорных сооружений. Компонировка гидроузла – плотинная, Здание ГЭС – русловое. В состав сооружений входят: Левобережная и правобережная каменно-земляная плотина, водосливная бетонная плотина, станционная часть. Расчётным путём определена отметка гребня плотины – 58 м, число водосливных отверстий – 8, ширина водосливных отверстий – 14 м. Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при нагрузках основного и поверочного случая. В результате расчётов коэффициент надёжности сооружения составляет 1,79 для основного случая и 1,45 для поверочного случая, нормативное значения надёжности для III класса сооружений – 1,15). Анабарская ГЭС удовлетворяет требованиям надёжности, сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют.

Далее в работе были запроектированы этапы строительства Нюйского гидроузла. Строительство Нюйской ГЭС разделено на 5 этапов. По итогам расчетов был построен календарный график для данной ГЭС. Строительство ГЭС, с пуском всех гидроагрегатов, займёт 9 лет.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения гидроузла.

По технико – экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 9,1 лет;
- себестоимость – 23 коп/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 52666,7 руб/кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Анабарской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин К.Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – 2-е изд., испр. и доп. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
2. Александровский К.Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ – Саяногорск, 2005. 114 с.
3. Затева Е.Ю. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. - 12 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. - 106 стр.
5. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
6. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
7. Новоженин В.Д. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / Под ред. В.Д. Новоженина, Е.В. Невского. Типография «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.
8. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Гушников, И.В. Слива / под общей ред.к.т.н., В.В. Берлина. – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2018. – 224 с.
9. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
10. Кох, П.И. Козловые краны для гидроэлектростанций / П.И. Кох, П.М. Нещеретный, В.А. Чекулаев. – Москва: Машиностроение, 1972. – 168 с.
11. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции : Учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
12. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
13. СТО РусГидро 04.02.75-2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. – Введ.

19.09.2011 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 63 с.

14. СТО 17230282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 10.01.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 43 с.

15. СТО 17330282.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.

16. Лыбина Т.А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.

17. Постановление Правительства Российской Федерации от 05.10.2020 №1607 «Об утверждении критериев классификации гидротехнических сооружений» // Официальный интернет-портал правовой информации. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202010080046?index=0&rangeSize=1> (дата обращения: 27.05.2022).

18. СП 38.13330.2018. Свод правил. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов) // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/553863434> (дата обращения: 27.05.2022).

19. СП 58.13330.2019. Свод правил. Гидротехнические сооружения. Основные положения // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/553863434> (дата обращения: 27.05.2022).

20. Киселев, П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам / Справочник по гидравлическим расчётам, изд. 4 переработ. П.Г. Киселев. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.

21. СП 23.13330.2018. Свод правил. Основания гидротехнических сооружений // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/553863434> (дата обращения: 27.05.2022).

22. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.

23. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/553863434> (дата обращения: 27.05.2022).

24. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84*. – М.: Минрегион России, 2012 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/553863434> (дата обращения: 27.05.2022).

25. Лапасова, В.В. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / сост. В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.

26. Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч.2 [Электронный ресурс]: федер. закон от 05.08.2000 N 117-ФЗ ред. от 18.03.2020. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 27.05.2022).

27. СТО РусГидро 02.01.109 – 2013 Подводно-техническое обследование состояния гидротехнических сооружений и примыкающих к ним участков неукрепленного русла. – Введ. 31.01.2013 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2013. – 45 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Исходный гидрологический ряд

Таблица А.1 – Гидрологический ряд для реки Анабар

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. Год
1930	6,6	5,6	5,4	5,2	482	440	524	1363	818	88	37	15	316
1931	13,9	11	8	8	622	3063	2094	643	661	89	22	8	604
1932	8	6,6	5,1	5,1	432	580	1468	1326	484	88	38	18	372
1933	11	8	6,6	6,6	542	2856	1597	523	579	107	31	15	523
1934	9,5	7,9	6,9	4,9	363	742	770	1187	578	158	26	11	322
1935	8	6,6	5,1	5,1	798	1190	972	1336	1379	124	32	15	489
1936	11	8	6,6	5,6	681	1058	584	897	379	129	38	24	318
1937	12,1	9,1	6,6	5	723	925	1524	1511	626	102	35	24	459
1938	13,9	9,5	8	7,2	1100	3514	1358	1228	1326	100	40	27	728
1939	17,1	9,5	8,5	9,5	598	1943	903	1772	1145	184	42	24	555
1940	16,8	13,9	8	6,6	472	1636	1351	1148	792	133	44	24	470
1941	12,4	8	6,6	6,1	1181	1963	1240	1291	615	201	79	43	554
1942	22,7	11	8	6,6	806	1611	938	865	489	165	67	34	419
1943	6,6	5,1	4,5	3,6	1696	1862	992	842	504	94	13	11	503
1944	9,5	6,6	5,1	3,9	600	1592	1377	761	454	94	59	19	415
1945	13,9	6,6	3,6	3,6	511	1550	1269	1394	448	126	23	12	447
1946	8	5,1	4,7	3,8	758	873	745	537	286	63	19	9	276
1947	13,7	5,1	3,9	3,7	398	1293	1025	905	429	143	47	17	357
1948	8	6,6	5,1	4,5	442	1427	1285	897	482	110	31	15	393
1949	6,6	5,5	4,7	4	643	1180	907	1087	733	111	41	19	395
1950	7	5,3	3,9	3,6	468	1339	818	847	422	70	26	14	335
1951	8	5,1	4,2	3,9	411	1395	1247	834	577	127	28	14	388
1952	9,5	6,6	5,7	5,1	518	1556	1114	1105	484	98	40	19	413
1953	12,5	9,5	6,6	5,1	491	2005	1333	511	519	174	54	25	429
1954	12,4	6,6	5,1	3,6	358	921	751	757	280	50	23	12	265
1955	11,4	9,5	6,6	5,6	929	1464	997	615	629	110	41	31	404
1956	11	5,1	4,5	3,7	440	1264	746	681	995	116	44	21	361
1957	10,2	7,3	6,5	5,1	1595	1325	1120	954	890	190	34	15	513
1958	8	6	5,1	3,9	1698	1864	994	843	506	95	15	15	504
1959	11	8	6,6	4,9	501	1693	1379	580	455	95	60	28	402
1960	15,3	11,4	5,9	5	512	1551	1270	1396	450	127	25	14	449
1961	9,5	7,3	6,6	4,7	760	875	746	465	287	70	20	11	272
1962	13,9	9,4	6,9	4,4	502	1458	650	712	773	86	29	19	355
1963	11	8,5	7,3	5,6	457	820	528	430	410	124	45	36	240
1964	24,1	13,9	9,5	11	1109	1056	902	732	395	110	29	17	367
1965	8	5,1	3,6	3,6	714	1478	981	1052	1610	105	28	18	501
1966	9,5	8	5,1	5,1	289	961	509	430	243	42	13	9	210
1967	5,1	3,6	3,6	3,6	480	491	523	1361	817	86	35	14	319
1968	12,4	9,5	6,6	6,6	621	3062	2093	641	659	88	20	6	602

Окончание приложения А

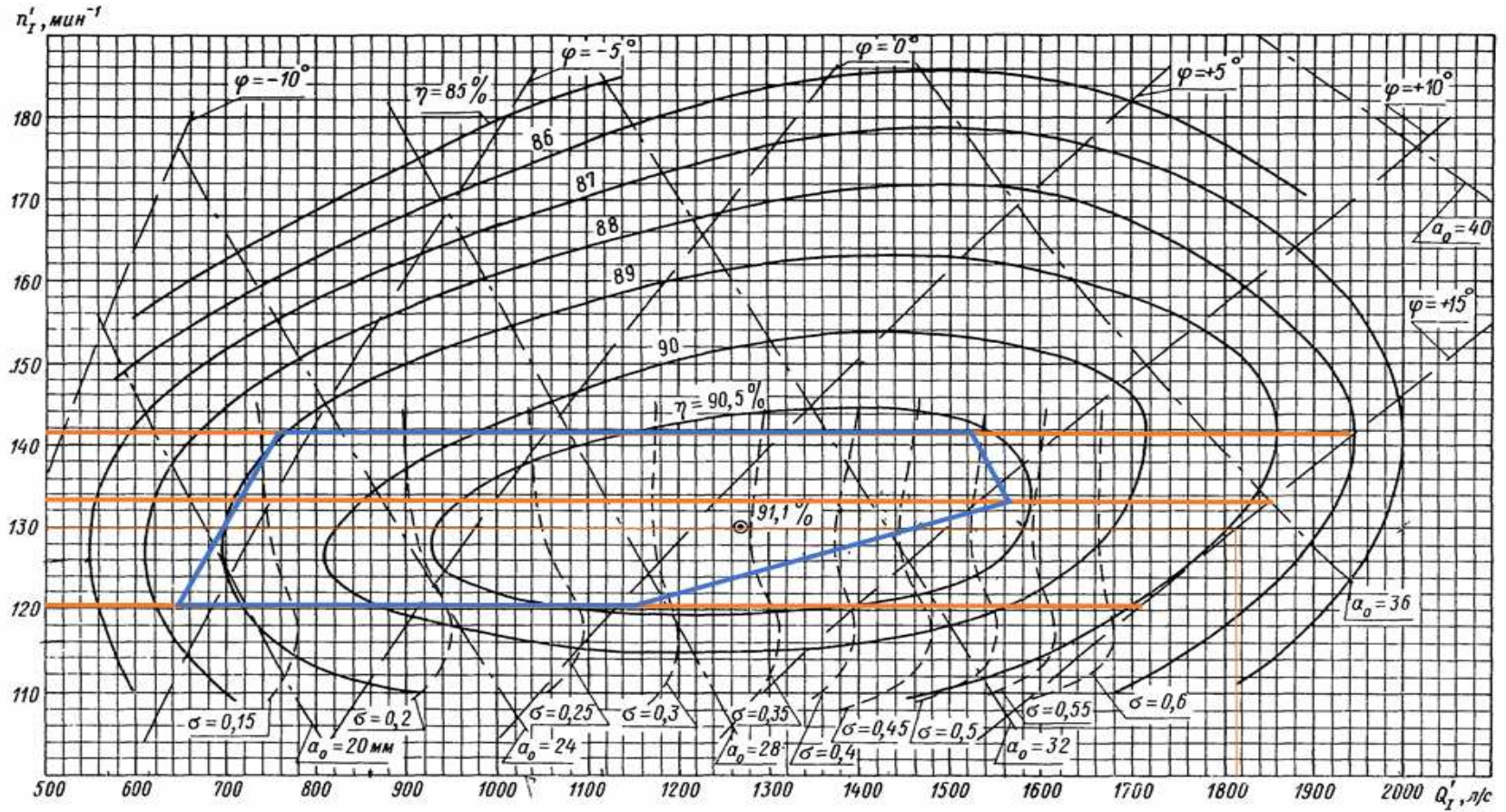
Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. Год
1969	6,6	5,1	4,5	3,6	431	578	1466	1325	503	86	37	17	372
1970	9,5	6,8	5,6	5,2	541	2854	1595	527	578	105	29	14	522
1971	8	6,6	5,1	3,6	362	741	768	772	577	161	23	14	287
1972	6,6	5,1	3,6	5,1	796	1188	954	1335	1377	123	31	14	487
1973	9,5	6,6	5,1	5,1	679	1057	583	896	378	127	37	22	317
1974	9,6	6,6	5,1	5,1	722	924	1522	1137	625	101	34	22	426
1975	12,4	8	6,6	6,6	626	3513	1357	834	619	98	38	25	595
1976	15,3	9,5	6,6	8	596	1971	902	1771	1143	183	41	22	556
1977	15,3	12,4	6,6	5,1	564	1634	1349	1146	790	132	42	22	477
1978	11	8	5,1	5,1	1180	1961	1238	1289	613	199	78	41	552
1979	19,7	9,5	6,1	5,1	805	1610	937	864	487	163	66	38	418
Ср многолет	11	8	6	5	680	1518	1086	967	646	117	37	19	425

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Характеристики турбины ПЛ306-В-46

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 30/5876-В-46
№ 2363 ХТЗ



Испытания проведены при напоре гидротурбины 8 м и $t=21^\circ\text{C}$

Черт. 10


Рисунок Б.1 – Универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной ПЛ306-В-530

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

Кафедра «ГТС и ГМ»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А.Андрьяс
подпись инициалы, фамилия

«А» 06 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 - Строительство
код – наименование направления

**Проектирование Анабарской ГЭС на реке Анабар.
Оценка устойчивости грунтовых откосов ГТС**

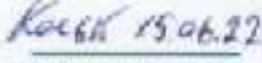
Руководитель


подпись, дата

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

О.В.Захарова
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

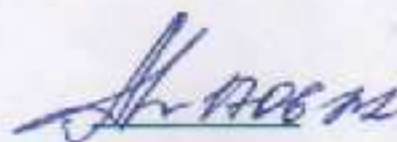
А.А.Кольк
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Анабарской ГЭС на реке Анабар. Оценка устойчивости грунтовых откосов ГТС».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР



Андрьяс А.А.

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты



Затеева Е.Ю.

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование



Масленникова А.В.

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

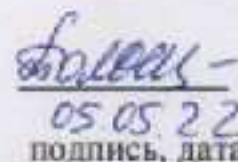


Фирищак Е.В.

подпись, дата

инициалы, фамилия

Организация и производство гидротехнических работ

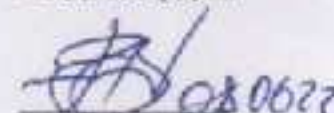


Толошинова Т.Ю.

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

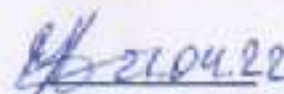


Татарников В.И.

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

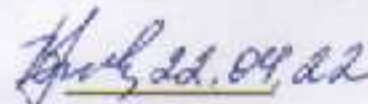


Кадычегов В.А.

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

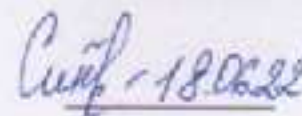


Лапасова В.В.

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер



Семёнова

подпись, дата

инициалы, фамилия