

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

Кафедра гидротехнических сооружений и гидравлических машин
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись.

инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 – Строительство

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ БОГУЛИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ГОНАМ. РАЗРАБОТКА
ДЕКЛАРАЦИИ БЕЗОПАСНОСТИ КОНКРЕТНОГО ГИДРОТЕХНИЧЕСКОГО
ОБЪЕКТА

тема

Руководитель _____

подпись, дата

Доцент кафедры ГТС и ГМ
Саяно-Шушенского филиала СФУ

должность

Е.Ю. Затеева
инициалы, фамилия

Выпускник _____

подпись, дата

К.В. Чернов
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Богулинской ГЭС на реке Гонам. Разработка декларации безопасности конкретного гидротехнического объекта».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР	_____	<u>А.А. Андрияс</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Водно-энергетические расчёты	_____	<u>Е.Ю. Затева</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	_____	<u>А.В. Масленникова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	_____	<u>Е.В. Фирищак</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Организация и производство гидротехнических работ	_____	<u>Т.Ю. Голошинова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	_____	<u>В.И. Татарников</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	_____	<u>В.А. Кадычegov</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Технико-экономическое обоснование	_____	<u>В.В. Лапасова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____	<u>К.П. Синельникова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ БОГУЛИНСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	8
1 Общие сведения.....	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климат	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.1.3 Сейсмологические условия.....	11
1.1.4 Инженерно-геологические условия	11
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	12
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	12
2 Водно-энергетические расчёты	13
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока.....	13
2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	16
2.3 Водно-энергетический расчёт ГЭС годового регулирования при заданной отдаче воды в нижний бьеф	18
2.4 Баланс энергии.....	19
2.5 Водно-энергетический расчёт в маловодном году	20
2.6 Определение рабочих мощностей ГЭС	20
2.7 Определение установленной мощности ГЭС. Расчёт резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования	21
2.8 Баланс мощностей.....	22
2.9 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году	23
2.10 Построение режимного поля	24
3 Основное и вспомогательное оборудование	26
3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам	26
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины	26
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса.....	26
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	29
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора	30
3.4 Расчёт деталей и узлов гидротурбины	31
3.4.1 Расчёт вала на прочность	31
3.4.2 Расчёт подшипника	32
3.4.3 Выбор типа маслонапорной установки.....	33
3.4.4 Выбор электрогидравлического регулятора	33
4 Компонировка и состав сооружений гидроузла.....	34
4.1 Проектирование бетонной водосливной плотины	34
4.1.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины	34
4.1.2 Определение отметки гребня бетонной плотины.....	35
4.2 Гидравлические расчёты	36

4.2.1	Определение ширины водосливного фронта. Основной расчётный случай	36
4.2.1.1	Определение ширины водосливного фронта	36
4.2.1.2	Определение отметки гребня водослива	37
4.2.1.3	Проверка пропуска поверочного расчётного расхода.....	38
4.2.1.4	Построение профиля водосливной грани.....	40
4.2.1.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	41
4.2.1.6	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	42
4.2.2	Гидравлический расчёт донных водосбросов	44
4.3	Конструирование плотины.....	44
4.3.1	Определение ширины подошвы плотины	44
4.3.2	Разрезка бетонных плотин швами	45
4.3.3	Быки	45
4.3.4	Устои	45
4.3.5	Дренаж тела бетонных плотин	45
4.3.6	Галереи в теле плотины	46
4.4	Основные элементы плотины	46
4.4.1	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	46
4.4.1.1	Противофильтрационная завеса	46
4.4.1.2	Дренажные устройства в основании	47
4.5	Обоснование безопасности и надёжности бетонной плотины.....	47
4.5.1	Определение основных нагрузок на плотину	47
4.5.1.1	Вес сооружения и затворов	47
4.5.1.2	Сила гидростатического давления воды.....	48
4.5.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления	48
4.5.1.4	Сила фильтрационного давления	49
4.5.1.5	Волновое давление.....	49
4.5.2	Оценка прочности плотины	49
4.5.3	Критерии прочности плотины и её основания.....	50
4.5.4	Обоснование устойчивости плотины.....	51
5	Организация и производство гидротехнических работ	53
5.1	Пропуск строительных расходов I и II очереди.....	53
5.1.1	Гидравлический расчет пропуска строительных расходов I очереди через стесненное русло	53
5.1.2	Определение отметок гребня перемычек I очереди	54
5.1.3	Гидравлический расчет туннеля.....	54
5.1.4	Технология возведения туннеля	55
5.3	Этапы основного периода строительства	56
5.3.1	Откачка воды через водоотлив	57
5.4	I этап возведения сооружений перекрытия русла	57
5.4.1	Состав работ I этапа.....	57
5.4.2	Разработка котлована с применение буровзрывных работ	57
5.4.3	Производительность бурового станка	58
5.4.4	Расчёт длины скважины	58

5.5	Определение объёма земельно-скальных работ	58
5.5.1	Расчёт объёма земельно-скальных работ	58
5.5.2	Производство земляных работ.....	59
5.5.3	Расчёт производительности одноковшового экскаватора	59
5.5.4	Определение необходимого транспорта.....	60
5.6	Бетонные работы	61
5.6.1	Подсчёт объёмов бетонных работ	61
5.6.2	Подбор бетонного завода	61
5.6.3	Схема подачи бетона в блоки	61
5.6.4	Арматурные работы.....	62
5.6.5	Опалубочные работы	62
5.6.6	Вибрационные работы.....	63
6	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды	64
6.1	Общие сведения.....	64
6.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	65
6.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	66
6.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	68
6.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	69
7	Пожарная безопасность. Охрана труда.....	70
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	70
7.2	Пожарная безопасность	70
7.3	Охрана труда.....	72
8	Технико-экономические показатели	74
8.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	74
8.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	74
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	74
8.1.3	Налоговые расходы.....	77
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	78
8.3	Оценка инвестиционного проекта.....	80
8.3.1	Методология, исходные данные.....	80
8.3.2	Коммерческая эффективность	81
8.3.3	Бюджетная эффективность	82
8.4	Анализ чувствительности.....	82
9	Разработка декларации безопасности конкретного гидротехнического объекта	84
9.1	Общие требования к обеспечению безопасности гидротехнического объекта.....	84
9.2	Положение о декларации безопасности гидротехнических объектов	84
9.3	Методика определения критериев безопасности ГТС	88
9.3.1	критерии прочности плотины	88
9.4	Математические расчеты критерия безопасности К2 Богулинской ГЭС	89

9.4.1 Расчет краевых напряжений верховой грани для основного и особого сочетания нагрузок.....	89
9.4.2 Расчет краевых напряжений низовой грани для основного и особого сочетания нагрузок.....	91
9.5 Схема размещения дистанционной КИА	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	94
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	95
ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно-энергетические расчёты.....	98
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование.....	106
ПРИЛОЖЕНИЕ В Нагрузки и напряжения	112

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ БОГУЛИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Гонам.
2. Местонахождение ГЭС.....Республика Саха (Якутия).
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....116 м³/с;
 - б) всех турбин.....136 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,01%.....1274 м³/с;
0,1%.....1107 м³/с;
 - г) минимальный.....40 м³/с.
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока.....годовой;
 - б) отметка: НПУ.....430,00;
ФПУ.....433,00;
УМО.....406,45;
 - в) объём: полный.....2,20 км³;
полезный.....1,10 км³.
6. Напор ГЭС:
 - а) максимальный.....99,00 м;
 - б) расчётный.....83,04 м;
 - в) минимальный.....72,52 м.
7. Энергетические характеристики:
 - а) установленная мощность.....165 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии.....1,205 млрд. кВт · ч;
 - в) число часов использования установленной мощности.....7306 час.
8. Здание ГЭС:
 - а) тип здания.....приплотинное;
 - б) число агрегатов.....3;
 - в) грунт в основании.....скальный;
 - г) тип спиральной камеры.....металлическая эллипсоидального сечения;
 - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая.
9. Основное оборудование:
 - а) тип турбины.....РО115-В-280;
 - б) тип генератора.....СВ-526/80-24;
 - г) частота вращения.....250 об./мин.;
10. Технико-экономические показатели:
 - а) срок окупаемости.....158 мес.;
 - б) себестоимость.....0,35 руб./кВт·ч;
 - в) удельные капиталовложения.....147095 руб./кВт.

ВВЕДЕНИЕ

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

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия гидравлических турбин достигает 97%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

В себестоимости производства электроэнергии на гидростанциях отсутствует топливная составляющая, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

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

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

Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

1 Общие сведения

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат резко континентальный, средняя температура января: от $-21,9^{\circ}\text{C}$ до $-30,6^{\circ}\text{C}$, средняя температура июля: от $+10^{\circ}\text{C}$ до $+22^{\circ}\text{C}$, среднегодовое количество осадков: 280 мм. Ледостав на реке Гоном начинается с конца октября до середины мая.

1.1.2 Гидрологические данные

Питание реки смешанное: снеговое и дождевое (в сумме 85% годового стока). Водный режим характеризуется высоким весенним половодьем и меженью, прерываемой дождевыми паводками. Максимальный расход воды $1200 \text{ м}^3/\text{с}$. Средний расход в реке составляет $116 \text{ м}^3/\text{с}$. В таблице 1.1 представлен гидрологический ряд реки с 1936 по 1989 годы.

Таблица 1.1 – Гидрологический ряд реки Гоном

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1936	24,5	19,2	16,2	40,3	350	150	71,2	40	19,6	22,3	35,7	31	68,3
1937	17,1	12,1	10,7	54,5	354	461	353	312	56	30,6	20,9	12,5	141,2
1938	13,9	14,8	17,9	85,5	288	180	130	117	15,5	15	27,2	11,9	76,4
1939	4,45	4,13	7	41,9	247	67,2	35	38,6	23,4	34,7	20,7	11,8	44,7
1940	8,54	7,89	8,5	124	230	195	89,4	60,8	18,4	12,5	11,4	11,1	64,8
1941	10	9,61	8,69	5,3	365	529	67,8	69,4	16,1	19,1	16,9	10,4	93,9
1942	11,7	11	11	30,35	290	204	528	179,6	55,7	182	136	47,2	140,5
1943	29,8	21	20,4	139	508	311	200	358	364	108	44,5	28,8	177,7
1944	25,7	20,1	18,8	110	518	133	266	216	56,6	34,3	21,4	13,9	119,5
1945	11,7	11,2	10,8	34,8	451	258	60,2	59,8	29,2	23,4	25,1	16,6	82,7
1946	13,8	13,8	16,8	51,5	340	256	440	54,8	42,1	147	81	32	124,1
1947	20,8	17,6	19,6	221,5	606	501	204	406	102	72,1	49,6	27,4	187,3
1948	19,2	17,5	15,4	98	681	187	157	432	121	113	56,8	32,2	160,8
1949	22,6	20,5	19,9	79	315	265	541,9	59,8	55,3	34	32,7	15	121,7
1950	13,5	16,1	16,1	112,5	462	111	343	864	571	393	67,1	28,3	249,8
1951	21,3	18,5	17,3	162,5	175	259	45,7	56	19,1	19,1	13,8	11,4	68,2
1952	10,8	9,21	7,65	27,65	213	236	102	57,2	23,3	25,7	17,1	12,6	61,9
1953	11	10,9	11,4	104	313	74,7	21,7	31,4	16	23,7	14,9	14,1	53,9
1954	11,2	9,52	10,1	54,5	281	127	44	38	23,3	22,9	28,3	10,8	55,1
1955	9,2	8,43	7,42	44,65	466	102	65,7	122,2	100	45,2	19,7	14,3	83,7
1956	14,4	14,6	14,1	43,05	703	211	55,7	74,4	28,4	39,8	32,6	27,3	104,9
1957	23,4	19,3	19,6	56	974	123	32,9	47	14,8	14,9	12	8,89	112,1
1958	10,6	9,95	10,5	48,7	419	232	23,4	31,8	17	18,7	14,1	11,9	70,6
1959	8,1	7,32	9,71	56,5	207	90,9	33,7	47,6	173	160	98,1	31,1	76,9
1960	16,7	13,9	14,6	164	434	232	109	51,8	30,2	39,6	21	11,6	94,9
1961	12,8	10,3	14,2	125,5	576	466	363	230	209	159	105	34,8	192,1

Окончание таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Оср. год
1962	22	17,9	18,5	205	499	115	79,9	94,6	73,7	52,7	54,8	22,9	104,7
1963	16,2	15,1	15,5	85	412	246	327	52,8	21,6	19,4	12,4	9,11	102,7
1964	6,63	6,49	5,18	25,65	489	256	185	63,2	40,5	46,5	25,3	16,5	97,2
1965	15	14,1	14,5	77,5	574	254	51,6	57,8	24,8	22,8	16,6	14	94,7
1966	12,7	10,6	11,1	149	459	237	148	96,6	44,6	33,4	32,9	18,8	104,5
1967	12,6	13,7	17,4	69	123	139,3	107,1	200,4	54,9	50,7	47,1	25,2	71,7
1968	13,2	11,4	12,3	95,5	221	209	96,6	146	23,8	17,5	14,6	10,6	72,6
1969	8,85	6,98	10,6	60	535	329	331	724	146	71,6	43,3	36,2	191,9
1970	19,9	21	22,7	190	510	258	621	91,8	144	63,4	86	41,6	172,5
1971	20,7	24,3	20,7	86	547	294	386	590	86,1	85,9	63,2	42,4	187,2
1972	29,3	19,5	19,9	131	462	368	332	274	46,9	138	76,7	58,9	163,0
1973	34,8	21,5	23,5	242	511	59,4	51,8	109,4	50,9	87,2	51,3	36	106,6
1974	22,1	17,9	18,3	124,5	350	272	115	167,2	30,8	25,3	23,2	11,7	98,2
1975	18,15	19,2	20,55	121,5	117,6	81,3	31,35	58,8	32,55	24,45	23,25	19,65	47,4
1976	11	11,7	13	55,5	290	59,7	35,9	53,4	21,5	16,1	12,1	11,7	49,3
1977	9,7	10,4	11,6	119,2	243	62,7	38,4	66	63	44,8	32,8	23,8	60,5
1978	10,9	9,02	11,8	39,65	448	326	414	550	297	293	227	101	227,3
1979	42,2	31,4	41	28,15	530	327	580,7	240	87,4	98,3	66,6	37,2	175,8
1980	28,8	20	18,2	63	551	113	93,2	103,2	152	92,7	82,5	54,1	114,3
1981	37,4	26,1	23,5	83	605	311	57,2	64	27	47	40,6	26,2	112,3
1982	21	19,2	19,4	61	240	193	84,6	113,4	29,6	46,6	71,5	41,3	78,4
1983	29,1	24,4	25,8	278,5	510	119	63,5	124,6	178	197	106	61,8	143,1
1984	36,9	29,5	32,8	43,3	464	248	85,8	158,8	142	302	232	86,4	155,1
1985	51,5	40,1	39,9	110,5	765	328	219	418	59,4	98,2	41,9	35,7	183,9
1986	21,2	18,4	17,7	102	450,0	416,0	264,0	210,6	198,7	195,3	108,7	54,1	171,4
1987	39,9	33,5	38,7	69,5	600	358	657,9	110,4	103	270	74,8	45,9	200,1
1988	35,1	25,9	27	83	375	109	32,5	51,2	35,6	36,7	22,4	24,5	71,5
1989	20,4	20	21,6	26,55	380	258	34,1	50,6	22,4	28,7	27,5	22	76,0

График зависимости отметки уровня воды в нижнем бьефе от расхода представлен на рисунке 1.1.

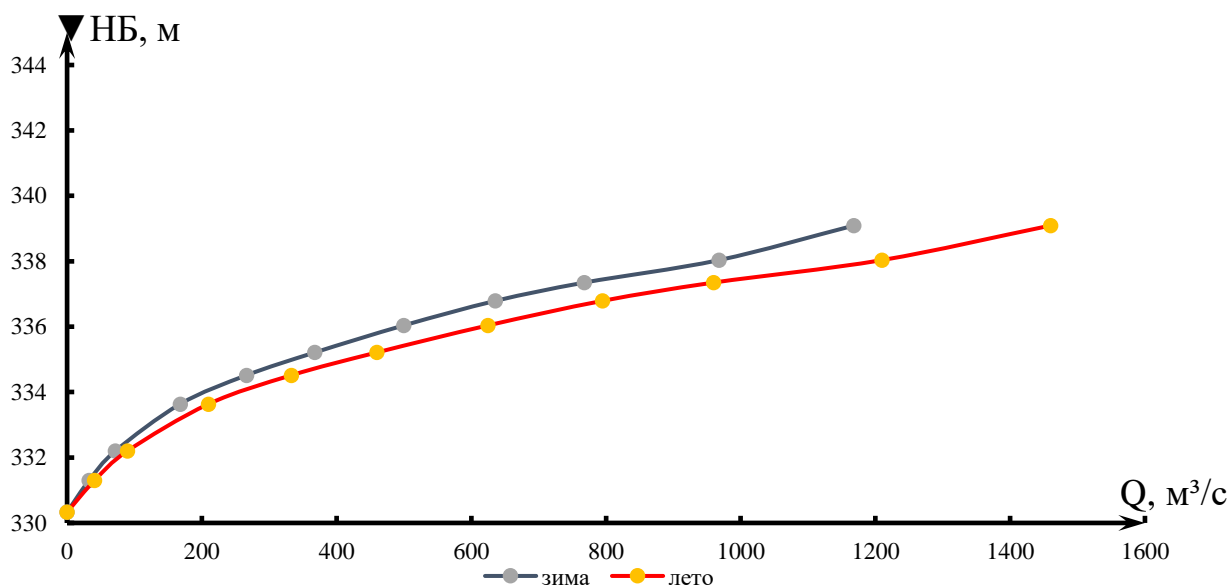


Рисунок 1.1 – Кривая связи нижнего бьефа

Требования для нижнего бьефа ГЭС задаются в виде попусков: водохозяйственный комплекс (круглогодично), а также потери воды из водохранилища на дополнительное испарение, льдообразование, фильтрацию, шлюзование и рыбопропускные сооружения приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Требования участников ВХК и потери воды из водохранилища

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
$Q_{\text{исп.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	3	4	2	1	0	0	0	0
$Q_{\text{льд.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	2,7	3,1	3,0	-4,2	-6,8	-5,1	-0,7	1,1	1,2	1,4	2,0	2,3
$Q_{\text{фильт.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

1.1.3 Сейсмологические условия

В районе строительства Богулинской ГЭС согласно карте общего сейсмического районирования территории РФ (ОСР-97) сейсмичность составляет 6-7 баллов по шкале MSK-64.

1.1.4 Инженерно-геологические условия

Створ Богулинской ГЭС был выбран в северо-восточной части Республики Саха (Якутия). Тип грунта основания створа Богулинской ГЭС: скальное (гранит).

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Район строительства Богулинского гидроузла (ГУ) расположен в зоне Амурского РДУ.

Годовой максимум нагрузки энергосистемы: $P_c^{max} = 1805$ МВт.

Аварийный резерв составляет 10% от рабочей мощности, нагрузочный – 3%. Коэффициент мощности: $K_M = 8,8$.

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В качестве аналогов рассмотрены следующие станции:

- ГЭС – аналог по гидромеханическому и турбинному оборудованию: Саяно-Шушенская ГЭС;
- ГЭС – аналог по типу плотины и водосбросных сооружений: Усть-Илимская ГЭС.

2 Водно-энергетические расчёты

2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока

При определении расчётных гидрографов год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Считаем, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу ($Q_{\text{пол}} \geq Q_{\text{ср.год}}$). Тогда остальные месяцы составят маловодный период ($Q_{\text{меж}} < Q_{\text{ср.год}}$). Ранжируется каждая последовательность в порядке убывания и рассчитывается обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межени, в процентах (2.1):

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

где m – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке;

n – общее число членов ряда.

Полученные значения занесены в таблицу 2.1.

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

m	$P, \%$	Годы	$Q_{\text{ср.год}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
1	2	1986	244,2	1987	438,7	1950	115,1
2	4	1950	223,2	1947	438,5	1986	112,7
3	5	1978	207,7	1970	430,3	1978	101,1
4	7	1987	201,3	1986	425,3	1984	100,6
5	9	1961	193	1961	414	1943	99,4
6	11	1947	188,8	1985	383,3	1969	85,7
7	13	1970	180,5	1979	373,5	1983	85,6
8	15	1985	175,7	1972	356	1987	82,6
9	16	1943	174,4	1971	349,8	1961	82,5
10	18	1971	169,8	1969	328,8	1971	79,8
11	20	1979	168,2	1943	324,3	1948	73,9
12	22	1969	166,7	1949	320,0	1985	72,0
13	24	1972	162,5	1937	319,3	1942	68,1
14	25	1983	161,2	1978	316,8	1972	65,8
15	27	1984	152,1	1983	312,4	1979	65,5
16	29	1948	151	1957	310,5	1947	64
17	31	1942	135,6	1948	305,3	1959	63,9
18	33	1937	132,7	1966	285,5	1980	62,5
19	35	1946	126,1	1950	285,3	1970	55,6
20	36	1949	125,8	1946	284,8	1946	46,7
21	38	1973	122,2	1981	284,8	1973	45
22	40	1944	119,7	1944	284,3	1937	39,5
23	42	1962	117,8	1973	276,6	1962	38,7

Окончание таблицы 2.1

m	P, %	Годы	$Q_{\text{ср.год.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
24	44	1981	116,6	1962	276	1967	26,8
25	45	1980	115,3	1960	275,8	1966	26,6
26	47	1957	114,9	1963	271,4	1956	26,1
27	49	1966	112,9	1942	270,7	1936	23,6
28	51	1960	106,4	1956	264,0	1989	23,5
29	53	1956	105,4	1965	258,7	1964	22,3
30	55	1963	101,8	1974	246,5	1968	22,1
31	56	1974	101,6	1964	245,3	1945	19,7
32	63	1945	83,1	1941	243,1	1976	19,1
33	65	1955	82,4	1984	221,1	1965	18,8
34	67	1959	79,6	1980	220,8	1951	18,6
35	64	1951	79,4	1945	209,7	1938	17,5
36	65	1982	78,7	1951	201,2	1963	17
37	67	1988	76,3	1958	193,0	1957	17
38	69	1989	76,1	1940	190,6	1954	16,9
39	71	1958	73,4	1989	181,3	1952	16,9
40	73	1940	72,6	1955	180,8	1941	15,7
41	75	1968	70,3	1988	170,6	1939	15,7
42	76	1936	70	1968	166,9	1975	15,6
43	78	1938	63,1	1936	163,0	1977	15,5
44	80	1952	61,8	1982	159,9	1953	14,7
45	82	1953	61,3	1938	154,5	1958	13,6
46	84	1954	58	1953	154,4	1940	13,6
47	85	1977	51,7	1952	151,6	1967	26,8
48	87	1939	46,5	1954	140,3	1966	26,6
49	89	1967	46,1	1977	124,2	1956	26,1
50	90	1976	45,1	1959	122,2	1936	23,6
51	93	1975	36,7	1939	120,3	1989	23,5
52	95	1945	83,1	1976	118,1	1964	22,3
53	96	1955	82,4	1967	117,6	1968	22,1
54	98	1959	79,6	1975	116,9	1945	19,7

Выбор расчётного средневодного года ($P = 50\%$).

Для заданной расчётной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определены ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 50%: 1960 и 1966 годы. Затем вычислено значение расхода для 50% обеспеченности.

Вычислены коэффициенты приведения для 1960 года:

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{п}1960}} = \frac{264,0}{275,8} = 0,96. \quad (2.2)$$

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{м}1960}} = \frac{31,7}{37,4} = 0,85. \quad (2.3)$$

Аналогично вычислены коэффициенты приведения для 1956 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1966}} = \frac{310,5}{285,5} = 1,1. \quad (2.4)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1966}} = \frac{22,1}{26,5} = 0,83. \quad (2.5)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1960 года, поэтому они выбраны и умножены на соответствующие расходы в половодье и межени, далее скорректированы значения этих коэффициентов так, чтобы среднегодовой расход не изменялся. Так как среднегодовой расход увеличился после умножения расходов на коэффициенты приведения, то понижен повышающий коэффициент. Коэффициенты приведения после корректировки равны: $K_{\Pi} = 1,0, K_{\text{М}} = 1,0$. Результаты расчётов приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы в расчётном средневодном году 1947 г. ($P = 50\%$), м³/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
$k_{\text{коррект.}}$	16,7	13,9	14,6	328	434	232	109	25,9	30,2	39,6	21	11,6	106,4

Выбор расчётного маловодного года ($P = 90\%$).

По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1976 г. Так как коэффициенты половодья и межени имеют одинаковый характер, то есть понижающие, то корректировку и приведение расходов делать не нужно. Расходы данной обеспеченности представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы в расчётном маловодном году 1988 г. ($P = 90\%$), м³/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1999	11	12	13	120	122	129	125	27	22	16	12	12	11

Для наглядности в таблице 2.4 приведено сравнение расходов средневодного и маловодного годов после корректировки, гидрографы представлены на рисунке 2.1.

Таблица 2.4 – Сравнение средневодного и маловодного годов после корректировки, м³/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%}$ – $Q_{90\%}$	5,6	2,1	1,5	208,4	312,4	86,7	0,5	8,9	8,5	13,3	8,4	0,2

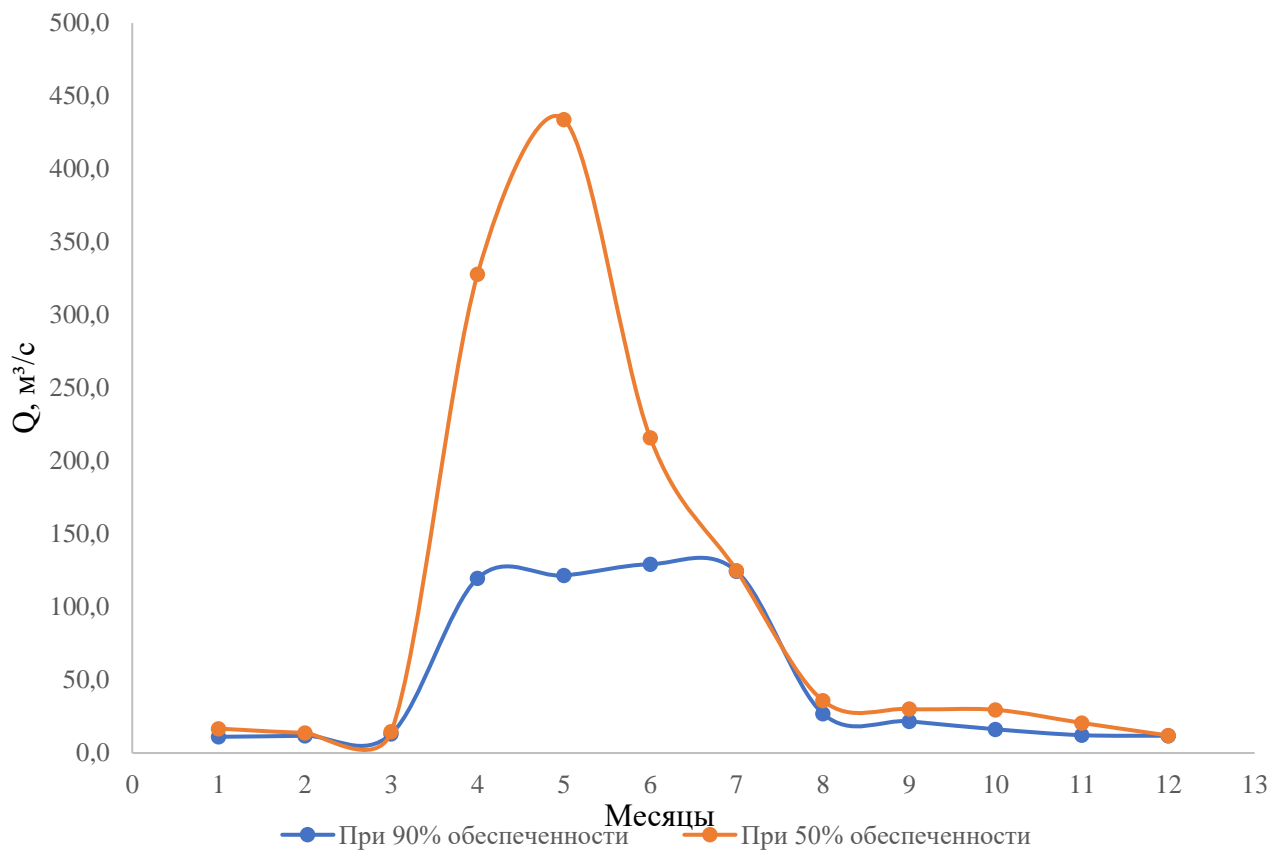


Рисунок 2.1 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Годовые графики нагрузки необходимы для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей). Также график средних мощностей используется при регулировании годового стока.

Строятся эти графики по закону косинуса. Для неразвивающийся энергосистемы со статическим максимумом нагрузки формула представлена в виде:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos \alpha, \quad (2.6)$$

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

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

$$a, b = \frac{P_{зима}^{max} \pm P_{лето}^{max}}{2}. \quad (2.7)$$

$$a, b = \frac{P'_{зима} \pm P'_{лето}}{2}. \quad (2.8)$$

$$\alpha = |30^\circ t - 15^\circ| \cdot \pi / 180^\circ. \quad (2.9)$$

Результаты вычислений представлены в таблице 2.5. По результатам вычислений построены годовые графики максимальной и среднемесячных нагрузок энергосистемы, которые представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.5 – Данные для построения годовых графиков нагрузки энергосистемы

t	$ 30^\circ t - 15^\circ $	Радианы	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	P_t^{max} , МВт	P_t^{cp} , МВт
1	15	0,2617	0,9660	1805	1708
2	45	0,7850	0,7074	1714	1616
3	75	1,3083	0,2595	1557	1456
4	105	1,8317	-0,2579	1376	1272
5	135	2,3550	-0,7063	1219	1112
6	165	2,8783	-0,9655	1128	1019
7	195	3,4017	-0,9664	1128	1019
8	225	3,9250	-0,7085	1218	1112
9	255	4,4483	-0,2610	1375	1272
10	285	4,9717	0,2564	1556	1456
11	315	5,4950	0,7051	1714	1616
12	345	6,0183	0,9651	1805	1708

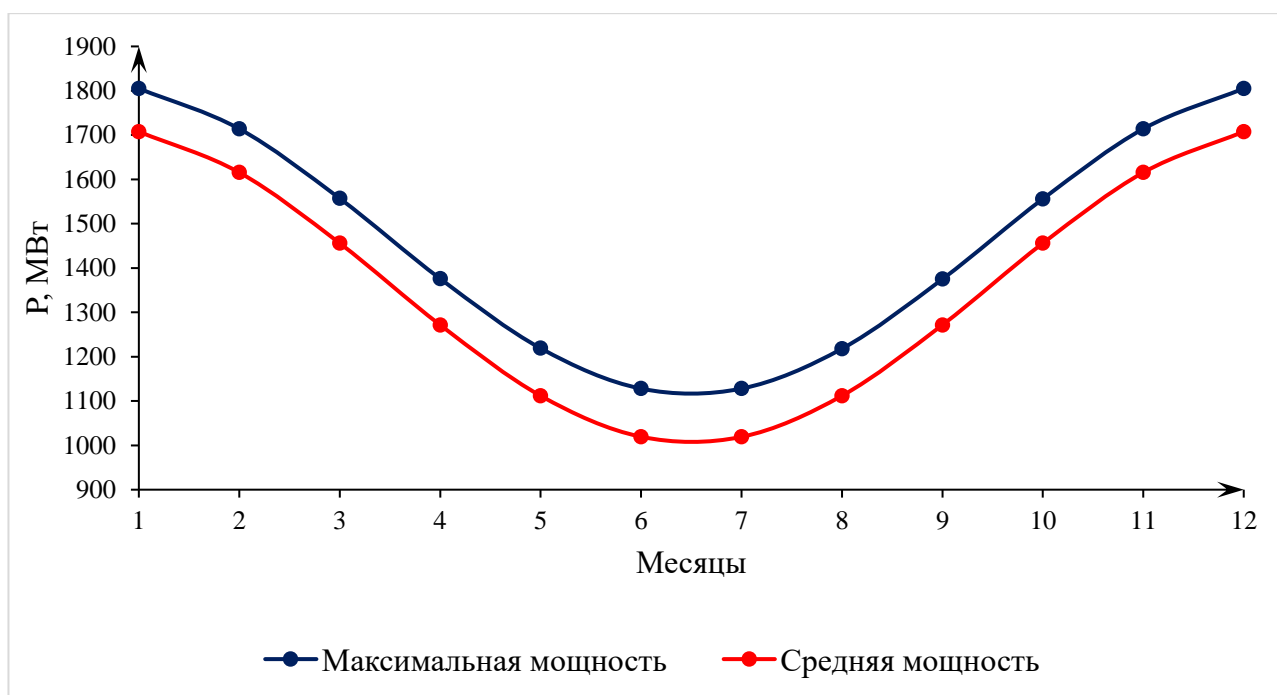


Рисунок 2.2 – Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.3 Водно-энергетический расчёт ГЭС годового регулирования при заданной отдаче воды в нижний бьеф

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца года.

Бытовые мощности определяются при постоянном горизонте верхнего бьефа (ВБ), равном отметке НПУ, а напор ГЭС – по формуле:

$$H_{ГЭС} = Z_{ВБ} - Z_{НБ} - \Delta h, \quad (2.10)$$

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

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

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Тогда бытовая мощность рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{быт.}} = k_N Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}} H_{ГЭС}, \quad (2.11)$$

где k_N – коэффициент мощности;

$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}$ – полезный бытовой расход в данный месяц;

$H_{ГЭС}$ – напор ГЭС.

Все полученные значения сведены в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	11,0	11,7	13,0	120,0	122,0	129,7	124,9	26,7	21,5	16,1	12,1	11,7
$Z_{ВБ}, \text{ м}$	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430
$Z_{НБ}, \text{ м}$	331	331	331	332	332	332	332	331	331	331	331	331
$H_{ГЭС}, \text{ м}$	98,4	98,4	98,4	97,3	97,3	97,2	97,3	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4
$N_{\text{быт.}}, \text{ МВт}$	9,0	9,6	10,6	97,0	98,5	104,7	100,8	21,8	17,6	13,2	9,9	9,6

На следующем этапе рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК. Расчёт происходит аналогично расчёту режима по бытовому стоку. Однако вместо полезных бытовых расходов в данном случае в расчётах используются расходы водохозяйственного комплекса.

Отметка верхнего бьефа соответствует отметке НПУ.

$$N_{\text{ВХК}} = k_N Q_{\text{ВХК}} H_{ГЭС}, \quad (2.12)$$

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

Полученные значения сведены в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{ВХК}, \text{м}^3/\text{с}$	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
$Z_{ВВ}, \text{м}$	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430
$Z_{НБ}, \text{м}$	331,2	331,2	331,2	331,0	331,0	331,0	331,0	331,2	331,2	331,2	331,2	331,2
$H_{ГЭС}, \text{м}$	98,4	98,4	98,4	98,6	98,6	98,6	98,6	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4
$N_{ВХК}, \text{МВт}$	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7

Далее для построения баланса энергии приведено сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку. Определена избыточная мощность. Результаты приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{быт.}}, \text{МВт}$	9,0	9,6	10,6	97,0	98,5	104,7	100,8	21,8	17,6	13,2	9,9	9,6
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7
$N_{\text{быт.}} - N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	-23,7	-23,1	-22,1	64,2	65,8	71,9	68,1	-10,9	-15,1	-19,5	-22,8	-23,1

$$N_{\text{изб.}} = 110 \text{ МВт.}$$

2.4 Баланс энергии

Первая попытка зарегулировать сток осуществляется в графической форме с помощью построений на годовом графике средних мощностей энергосистемы.

С пика графика среднемесячных мощностей откладываются вниз среднемесячные мощности существующих ГЭС. Этим построением определяется, какую часть графика покрывают существующие ГЭС.

Ниже линии существующих станций, накладывая друг на друга, строятся два режима работы проектируемой ГЭС: по бытовой мощности и по требованиям ВХК.

В некоторых месяцах бытовая мощность меньше мощности, необходимой по требованиям ВХК – это дефицитные по воде месяцы. В других наоборот – это профицитные по воде месяцы.

Для того, чтобы произвести первый приближенный расчет гарантированной энергоотдачи, распределим избыток на зимние месяцы таким образом, чтобы из полученных значений получилась прямая линия. Эта линия и есть линия гарантированной мощности.

Баланс энергии представлен на рисунке А.1.

2.5 Водно-энергетический расчёт в маловодном году

На данном этапе проводится водно-энергетический расчёт, при котором определяется режим сработки-наполнения водохранилища при заданной отдаче ГЭС по активной мощности.

Расчёты ведутся в табличной форме, основные формулы представлены ниже:

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{шл.}} - Q_{\text{исп.}} - Q_{\text{филт.}} - Q_{\text{лёд}}. \quad (2.13)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол.быт.}} + Q_{\text{водохр.}} - Q_{\text{х.сб.}}. \quad (2.14)$$

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{х.сб.}} + Q_{\text{шл.}} + Q_{\text{филт.}}. \quad (2.15)$$

$$\Delta V = \frac{Q_{\text{водохр.}} \cdot t_{\text{с/мес.}}}{10^9}. \quad (2.16)$$

$$V_{\text{кон.}} = V_{\text{нач.}} - \Delta V. \quad (2.17)$$

$$Z_{\text{ВБ ср.}} = \frac{Z_{\text{ВБ}}^{\text{нач.}} + Z_{\text{ВБ}}^{\text{кон.}}}{2}. \quad (2.18)$$

$$H = Z_{\text{ВБ ср.}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h. \quad (2.19)$$

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N Q_{\text{ГЭС}} H. \quad (2.20)$$

Первоначальный вариант сработки и наполнения водохранилища представлен в таблице А.1, однако он не является верным, так как отметка ЗВБ не вернулась в НПУ, приподнимем линию гарантированной мощности на балансе энергии, чтобы значения гарантированной мощности стали меньше.

Окончательный вариант подбора гарантированных мощностей и сработки водохранилища представлен в таблице А.2.

После окончательного выполнения водно-энергетического расчёта режима работы ГЭС в маловодном году определена гарантированная мощность ГЭС.

2.6 Определение рабочих мощностей ГЭС

Рабочая мощность ГЭС – это мгновенная мощность, выдаваемая в энергосистему работающими гидроагрегатами ГЭС.

Для определения рабочей мощности проектируемой гидроэлектростанции, необходимо вписать проектируемую ГЭС в не занятую существующими ГЭС пиковую и полупиковую зону графика нагрузки.

Однако есть обязательное условие: обеспечение санитарного попуска в нижний бьеф. Это означает, что часть мощности гидроэлектростанция обязана отдавать в базовом режиме.

Рабочая мощность равна:

$$N_{\text{раб.}} = N_{\text{баз.}} + N_{\text{пик.}} \quad (2.21)$$

Расчёт базовой мощности производится по формуле:

$$N_{\text{баз.}} = k_N Q_{\text{с.п.}} H, \quad (2.22)$$

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

H – напор в данном месяце;

k_N – коэффициент мощности.

Соответствующая базовой мощности, суточная выработка рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{баз.}} = N_{\text{баз.}} \cdot 24. \quad (2.23)$$

Полученный треугольник размещается в базовой части графика нагрузки, там, где ИКН превращается в прямую линию. Горизонтальный катет соответствует суточной базовой выработке, проектируемой ГЭС, вертикальный – базовой мощности.

В целом гарантированная энергоотдача за сутки определяется из гарантированной мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{гар.}} = N_{\text{гар.}} \cdot 24. \quad (2.24)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}_{\text{пик.}} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{баз.}} \quad (2.25)$$

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

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

Размещение треугольников на ИКН показано на рисунках А.2 – А.3.

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

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

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

При составлении баланса мощностей учитывается следующее: аварийный резерв составляет 10 % от максимальной мощности энергосистемы. Нагрузочный резерв – 3 % от максимальной мощности энергосистемы. Ввиду того, что дублирующая мощность отсутствует, установленную мощность проектируемой ГЭС представлена в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС}. \quad (2.27)$$

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

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

$$F_{рем.сущ.ГЭС} = \frac{N_{раб.сущ.ГЭС}^I}{6} = \frac{163}{6} = 27 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.28)$$

$$F_{рем.проект.ГЭС} = \frac{N_{раб.проект.ГЭС}^I}{6} = \frac{151}{6} = 25 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.29)$$

$$F_{рем.ТЭС} = \frac{N_{раб.ТЭС}^I}{6} = \frac{1469}{6} = 245 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.30)$$

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

После расчёта резервов необходимо определена установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 165 \text{ МВт}.$$

2.8 Баланс мощностей

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

Расчёт и распределение резервов посчитаны в п. 2.7 и сведены в таблицу 2.9, баланс мощностей изображен на рисунке А. 4.

Таблица 2.9 – Распределение резервов

Месяц	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт		
	P_{max}	$P_{нагр.}$	$P_{авар.}$	$P_{раб.}$	$P_{нагр.}$	$P_{рем.}$	$P_{раб.}$	$P_{нагр.}$	$P_{рем.}$	$P_{раб.}$	$P_{авар.}$	$P_{рем.}$
I	1805	181	31	185	17	-	151	14	-	1469	0	-
II	1714	171	29	216	21	-	85	8	-	1413	0	-
III	1557	156	26	167	17	-	88	9	-	1302	0	-
IV	1376	138	23	158	15	-	83	8	-	1135	0	-
V	1219	122	21	158	14	-	82	7	-	979	0	10
VI	1128	113	19	156	12	-	90	7	-	882	0	111
VII	1128	113	19	163	12	-	91	7	-	874	0	111
VIII	1218	122	21	153	13	-	86	8	-	979	0	12
IX	1375	138	23	170	15	-	86	8	-	1119	0	-
X	1556	156	26	213	18	27	91	8	25	1252	0	-
XI	1714	171	29	200	19	-	104	10	-	1410	0	-
XII	1805	181	31	189	17	-	151	14	-	1465	0	-

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

Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчётам, описанным в п. 2.6.

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

1) работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году. Данные представлены в таблице А.3.

На рисунке 2.3 показана сработка-наполнение водохранилища в маловодном и средневодном году.

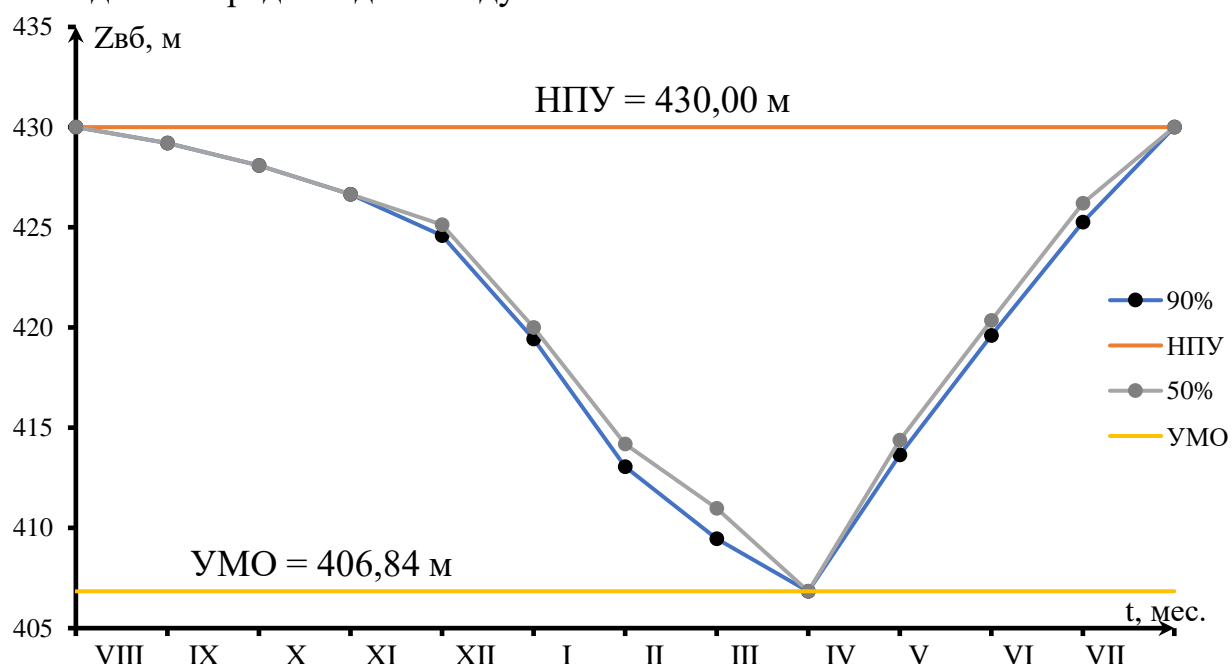


Рисунок 2.3 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году

2.10 Построение режимного поля

Режимное поле служит для определения области допустимой работы проектируемой ГЭС. Строится режимное поле с указанием линий ограничений по мощности генератора и пропускной способности турбины.

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h. \quad (2.31)$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}. \quad (2.32)$$

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}}, \quad (2.33)$$

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

Далее строится режимное поле с учетом всех указанных ограничений, из которого определяется диапазон изменения напоров и расходов. Режимное поле представлено на рисунке А.5. Результаты расчётов сведены в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Расчёт режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ},$ м ³ /с	$Z_{НБ},$ м	$\nabla_{НПУ},$ м	$\nabla_{УМО},$ м	$H_P,$ м	$H_{ГЭС},$ м	$Q_{ГЭС},$ м ³ /с	$H_{ГЭС},$ м	$Q_{ГЭС},$ м ³ /с
0	330	99,6	76,39	86,65	83,30	208	83,30	208
50	331	98,2	75,03	85,29	84,03	206	82,73	207
100	332	97,3	74,12	84,38	84,76	205	82,16	207
150	333	96,6	73,48	83,74	85,49	203	81,59	206
200	333	96,1	72,98	83,24	86,22	201	81,02	205
250	334	95,7	72,55	82,81	86,95	200	80,45	204
300	334	95,3	72,14	82,40	87,68	198	79,88	204
350	335	94,9	71,72	81,98	88,41	196	79,31	203
400	335	94,5	71,29	81,55	89,14	195	78,74	202
450	336	94,0	70,85	81,11	89,87	193	78,17	201
500	336	93,6	70,42	80,68	90,60	191	77,60	201
550	336	93,2	70,00	80,26	91,33	190	77,03	200
600	337	92,8	69,60	79,86	92,06	188	76,46	199
650	337	92,4	69,24	79,50	92,79	187	75,89	199

Из режимного поля определено:

- максимальный напор $H_{max} = 99,00$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

- расчётный напор $H_{расч} = 83,04$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{min} = 72,52$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам

3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

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

На основе диапазона напоров из режимного поля произведён подбор вариантов турбин. Из каталога были выбраны турбины РО115-В, ПЛД115-В45°. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры моделей гидротурбин

Параметр	РО115-В	ПЛД115-В45°
$H_{\text{пред}}$	115	115
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,6	0,5
$n'_{10}, \text{МИН}^{-1}$	75	83
$\eta_{\text{мо}}$	0,927	0,916
$Q'_{1\text{max}}, \text{л/с}$	1080	1200
$\sigma (Q'_{1\text{max}})$	0,15	-
$D'_{1\text{м}}, \text{м}$	0,5156	0,46
$H_{\text{м}}, \text{м}$	4	4
$t, ^\circ\text{C}$	2	9

3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

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

Мощность агрегата в расчётной точке:

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

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

η_T – КПД натурной турбины;

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

КПД натурной турбины:

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

где η_m – КПД модельной турбины;

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

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;

$\nu_n, \nu_{\text{мод}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий; ν_n при средней температуре воды в году 10°C составляет $1,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

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

Количество агрегатов:

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

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

$N_{\text{агр}}$ – мощность агрегата.

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_n}{\eta_m}. \quad (3.4)$$

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

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

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

Приведённая максимальная, расчётная и минимальная частоты вращения:

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

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

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

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

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

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

Произведение для ограничения по генератору:

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

Приведённые расходы:

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

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

Результаты расчётов представлены в таблицах 3.2 – 3.3.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбины РО115 – В

D_1 , м	2,5	2,65	2,8	3
η_T , о. е.	0,932	0,932	0,932	0,933
$N'_{\text{агр}}$, МВт	44635	50152	56865	64274
$Z'_{\text{агр}}$, ШТ	3,70	3,29	2,90	2,57
$Z_{\text{агр}}$, ШТ	4,00	3,00	3,00	3,00
$N_{\text{агр}}$, МВт	41250	55000	55000	55000
$m(\Delta_1)$, о. е.	1,05	1,045	1,05	1,046
n'_c , об/мин	279	263,62	249,52	233,00
$n_{\text{синх}}$, об/мин	300	250	250	250
$n'_I(H_{\min})$, об/мин	74,8	66,1	69,8	74,8
$n'_I(H_{\text{расч}})$, об/мин	80,5	71,1	75,1	80,5
$n'_I(H_{\max})$, об/мин	86,2	76,1	80,4	86,1
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{расч}})$	0,883	0,98	0,877	1,016
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\max})$	0,709	0,788	0,705	0,816
$Q'_I(H_{\max})$, л/с	658,329633	585,956	0,254	0,222
$Q'_I(H_{\min})$, л/с	2,64509377	2,645	0,293	0,255

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛД115 – В45°

D_1 , м	2,24	4	4,5
η_T , о. е.	0,942	0,943	0,943
$N'_{\text{агр}}$, МВт	39476	125881	159318

Окончание таблицы 3.3

D_1 , м	2,5	4	4,5
$Z'_{арр}$, ШТ	4,18	1,31	1,04
$Z_{арр}$, ШТ	4,00	1,00	1,00
$N_{арр}$, МВт	41,250	165,000	165,000
$m(\Delta_1)$, о. е.	1,056	1,057	1,057
n'_c , об/мин	369,64	351,33	331,44
$n_{синх}$, об/мин	350,00	350,00	300,00
$n'_i(H_{min})$, об/мин	188	176	167
$n'_i(H_{расч})$, об/мин	34,9	34,4	34,6
$n'_i(H_{max})$, об/мин	16	17	18
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{расч})$	0,82	0,75	0,61
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{max})$	0,74	0,71	0,54
$Q'_i(H_{max})$, л/с	0,542	0,489	0,435
$Q'_i(H_{min})$, л/с	2,576	2,569	2,569

По результатам таблиц 3.2 и 3.3 строятся зоны работы, где в последующем исключаются те диаметры, в которых точка оптимума не входит в пределы зоны работы.

Для дальнейшего расчёта принята гидротурбина РО115 – В – 280, так как зона работы имеет самое оптимальное положение на ГУХ относительно турбин с другим диаметром D_1 . Зоны работы гидротурбины РО115 – В других диаметров построены, но не рассматриваются так как в зону работы не входит точка оптимума. Для гидротурбины ПЛД115 – В45° не проводились кавитационные испытания, по этой причине не возможно найти отметку рабочего колеса.

Главные универсальные характеристики для каждого из выбранных диаметров представлены на рисунках Б.1 – Б.4.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса необходимо для обеспечения бескавитационной работы турбины.

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

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

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

H_s – высота отсасывания.

Высота отсасывания находится по следующей формуле:

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

где $B = 10$ м – барометрическое давление;

σ – коэффициент кавитации, определяется по ГУХ;

H – напор.

$\Delta Z_{\text{х.пл}}$ – разность высотных отметок.

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

1. работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_{max} ;
2. работа одного агрегата с номинальной мощностью при $H_{\text{расч}}$;
3. Работа одного агрегата при H_{min} с соответствующей ему мощности ограничения.

На линии максимального напора, в крайней правой точке определяется расход, пересчитываемый с модели в натуру:

$$Q = Q_1' D_1^2 \sqrt{H_{\text{max}}}. \quad (3.15)$$

Затем по кривой связи $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ определяется значение отметки уровня воды в нижнем бьефе при данном расходе. В остальных случаях расчёт выполняется аналогично. Значения результатов расчёта сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчёта отметки установки РК гидротурбины

PO115 – В – 280			
Параметры	$H_{\text{расч}}$	H_{max}	H_{min}
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	70,11	76,55	65,52
$Z_{\text{нб}}(Q), \text{ м}$	331,82	331,94	331,73
σ	0,12	0,119	0,08
$\Delta Z_{\text{х.пл}}$	0,44		
$H_{\text{опс}}$	-2,06	-4,058	2,521
$\nabla Z, \text{ м}$	329,76	327,882	334,251
$\nabla Z_{\text{р.к.}}, \text{ м}$	327,882		

Поскольку ранее было выявлено, что подходит именно турбина PO115 – В – 280 с синхронной частотой вращения $n_{\text{синх}} = 250$ об/мин и количеством агрегатов $Z_{\text{агр}} = 3$, так как только у этого диаметра точка оптимума находилась в пределах зоны работы и только эта турбина подошла.

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

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 327,882.$$

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

По полученным параметрам гидротурбины выбирается серийный тип гидрогенератора по справочным данным, так как типовой генератор отсутствует, то производим расчет необходимого генератора. Основные критерии, по которым производится выбор генератора – это его синхронная частота вращения, которая должна совпадать с синхронной частотой вращения турбины и активная мощность генератора, которая должна совпадать с мощностью турбины.

Мощность турбины $N = 55000$ кВт.

Синхронная частота вращения $n = 250,0$ об/мин.

Основываясь на данных критериях, можно сделать вывод, что нашим данным удовлетворяет гидрогенератор серии СВ–526/80–24. Основные параметры генератора представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Параметры гидрогенератора СВ–526/80–24

Элемент генератора	Параметры	Зависимость	Значение, м
Статор	высота корпуса $h_{ст}$	(от 1,7 до 1,9) l_a	2,000821
	диаметр корпуса $D_{ст}$	$(1,05+0,0017*n)D_i$	5,516131
	диаметр активной стали D_a	$D_i+($ от 0,5 до 0,9)	5,169213
Верхняя крестовина	высота $h_{в.к}$	(от 0,1 до 0,12) D_i	0,480613
	диаметр лучей $D_{в.к}$	$D_{ст}$	5,516131
Подпятник	высота $h_{п}$	(от 0,15 до 0,2) D_i	0,786458
	диаметр кожуха $D_{п}$	(от 0,4 до 0,5) D_i	2,097222
Нижняя крестовина	высота $h_{н.к}$	(от 0,25 до 0,30) $D_{ш}$	1,44738
	диаметр лучей $D_{н.к}$	$D_{ш}+0,4$	5,569213
Надстройка	высота h_o	от 0,3 до 0,5	0,4
	диаметр d_o	(от 0,2 до 0,25) D_i	0,22
Кратер	диаметр $D_{кр}$	(от 1,4 до 1,5) D_i	6,204282
	минимальная ширина подхода b	от 0,4 до 0,5	0,45
Исполнение	Подвесное		

3.4 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

3.4.1 Расчёт вала на прочность

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

Наружный диаметр вала рассчитывается предварительно по следующей формуле:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{2,14}{32,5} \right)^{0,33} = 697 \text{ мм}, \quad (3.15)$$

где $\tau_{доп} = 35$ МПа.

Крутящий момент определяется по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 55000}{250} = 2,14. \quad (3.16)$$

Окончательное значение наружного диаметра вала $D_B = 700$ мм.

3.4.2 Расчёт подшипника

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

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

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8N}{n_{\text{синх}}D_1} = \frac{0,8 \cdot 55000}{250 \cdot 2,8} = 62,86 \text{ кН.} \quad (3.17)$$

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

$$d_{\text{п}} = D_{\text{в}} + 20 = 700 + 15 = 715 \text{ мм.} \quad (3.18)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}}h_{\text{п}}} = \frac{62,86}{0,715 \cdot 0,3} = 165 \text{ кПа} \leq [p_{\text{уд}}] = 29U = 394 \text{ кПа,} \quad (3.19)$$

где $h_{\text{п}} = 300$ мм;

$$U = \frac{\pi n_{\text{синх}}d_{\text{п}}}{30} = \frac{3,14 \cdot 250 \cdot 0,715}{30} = 18,72 \text{ м/с.} \quad (3.20)$$

Для сегментного подшипника число сегментов и высота сегментов равны соответственно: $Z_{\text{сегм}} = 8$, $h_{\text{п}} = 300$ мм.

Усилие на наиболее нагруженный сегмент определяется по следующей формуле:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{62,86}{1+2 \cos 45 + 2 \cos 90} = 26,04 \text{ кН} \quad (3.21)$$

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

Удельная нагрузка на сегмент рассчитывается по следующей формуле:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_1}{l_{\text{сегм}}h_{\text{п}}} = \frac{26,04}{0,25 \cdot 0,3} = 352,79 \text{ кПа} \leq [p_{\text{уд}}] = 50U = 935,93 \text{ кПа,} \quad (3.22)$$

где $l_{\text{сегм}} = \frac{0,9\pi d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 0,715}{8} = 0,25$ м

Из расчётов видно, что по допускаемой нагрузке подходят оба подшипника, но выбран сегментный в связи с более простой конструкцией.

3.4.3 Выбор типа маслонапорной установки

Маслонапорная установка (МНУ) – один из наиболее крупных элементов системы регулирования гидротурбин, она необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата. Её габаритные размеры определяются объёмом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме [2, с. 144] определяется тип маслонапорной установки для напора $H = 115$ м и диаметра $D_1 = 2,8$ м: МНУ 1,6/1-40-2,5-2,

где 1,6 – объём гидроаккумулятора м^3 ;

1 – количество гидроаккумуляторов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 МПа;

2,5 – вместительность сливного бака, м^3 ;

2 – количество насосов.

3.4.4 Выбор электрогидравлического регулятора

Согласно справочным данным по таблице [2, с. 103] определён тип ЭГР. Для радиально – осевой турбины принят: ЭГР – 100 – 11.

ЭГР – электрогидравлический регулятор;

100 – диаметр главного золотника;

11 – гидромеханическая колонка 11-го исполнения.

4 Компонировка и состав сооружений гидроузла

4.1 Проектирование бетонной водосливной плотины

Процесс проектирования включает конструктивные проработки в сочетании с гидравлическими, фильтрационными и статическими расчётами.

На начальном этапе проектирования, выбрав тип плотины, определяют положение гребня плотин и ширину водосливного фронта. На последующих стадиях конструируют профиль водослива, проектируют устройства нижнего бьефа; конструируют подземную часть плотины, её быки и устои, выбирают типовое или проектируют индивидуальное гидромеханическое оборудование.

4.1.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

Отметка гребня грунтовой плотины вычислена по формуле:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 430,00 + 0,54 = 430,66, \quad (4.1)$$

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

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 0,054 + 0,00461 + 0,6 = 0,66\text{м}. \quad (4.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$a = 0,6$ м – конструктивный запас.

Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 0,057 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{16^2 \cdot 1750}{9,81 \cdot 27,5} \cdot \cos 0 = 0,060 \text{ м}, \quad (4.3)$$

где $k_w = 0,057 \cdot 10^{-9}$;

$V_w = 3,0$ м/с – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 213$ 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:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{430,00 - 330,00}{2} = 50,0 \text{ м}. \quad (4.4)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 213}{3^2} = 232,17. \quad (4.5)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{3} = 70632 \quad (4.6)$$

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

Используя меньшие полученные значения $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ вычисляются средний период волны и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = 0,1 \frac{V_w}{g} = 0,1 \cdot \frac{3}{9,81} = 0,59 \text{ с.}$$

$$\bar{h} = 0,009 \frac{V_w^2}{g} = 0,009 \cdot \frac{3^2}{9,81} = 0,028 \text{ м.}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 0,59^2}{2 \cdot 3,14} = 0,56 \text{ м.} \quad (4.7)$$

Проверяется условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, условие выполняется, так как $d = 50 > 0,5\bar{\lambda}_d = 0,5 \cdot 0,56 = 0,28 \text{ м}$.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,28 \cdot 2,1 = 0,6 \text{ м,} \quad (4.8)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику, представленном в приложение А, рисунок А.2.

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

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,2 \cdot 0,05 = 0,54 \text{ м,} \quad (4.9)$$

где $k_r = 1$, $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП [6, Приложение Д, табл. Д.1];

$k_{sp} = 1,5$ – коэффициент, принимаемый по приложению Д, табл. Д.2;

$k_{run} = 1,2$ – коэффициент, принимаемый по графикам представленным в приложение Д, рисунок Д.1 в зависимости от пологости волны.

4.1.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

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

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{ГБП}} &= \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 430,00 + 0,6 + 0,060 + 0,6 = \\ &= 431,26. \end{aligned} \quad (4.10)$$

4.2 Гидравлические расчёты

В результате гидравлического расчёта определяются:

- ширину водосливного фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметку гребня водослива;
- пропуск поверочного расхода;
- форму водосливной поверхности;
- сопряжение потока в нижнем бьефе;
- размеры гасителей;
- способ гашения энергии воды и параметры энергосберегающих устройств.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчётного расхода при основном расчётном случае производится при НПУ и при полном открытии всех затворов сооружения. Определённые размеры отверстий и их число подлежат проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для проверки расчётного случая надлежит выполнять при ФПУ и УНБ_{max} всеми пропускными сооружениями.

4.2.1 Определение ширины водосливного фронта. Основной расчётный случай

Гидравлическими расчетами устанавливаются: длина водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметка гребня водослива, форма водосливной грани, сопряжение струи в нижнем бьефе.

Гидравлический расчет выполняется для основного расчетного случая (при НПУ и УНБ_{осн}) и поверочного расчетного случая (при ФПУ и УНБ_{пов}).

4.2.1.1 Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружение при основном расчётном случае:

$$H_{осн} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ}(Q_{макс,расч}^{осн}) = 430,00 - 339,33 = 90,67 \text{ м.} \quad (4.11)$$

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

$$Q_{га}^{осн} = \frac{N_{га}[кВт]}{9,81 \cdot (H_{осн} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{55 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (90,67 - 0,5) \cdot 0,924} = 67,3 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (4.12)$$

Согласно СП [4] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчётных расходов – m , должно быть не более $(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$.

Следовательно, $m = 3 - 1 = 2$.

$$Q_{ГЭС}^{осн} = Q_{га}^{осн} \cdot m = 67,3 \cdot 2 = 134,6 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (4.13)$$

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

$$Q_{расч}^{осн} = Q_{макс.расч}^{осн} - Q_{ГЭС}^{осн} - Q_c, \quad (4.14)$$

где $Q_c = \frac{V_{п}}{T_{ср}} = \frac{1,1 \cdot 10^6}{15768017} = 7,1 \text{ м}^3/\text{с};$

$Q_{макс.расч}^{осн} = 1274 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{расч}^{осн} = 1274 - 134,6 - 7,1 = 1132,3 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{расч}^{осн}}{q_b} = \frac{1132,3}{56,25} = 20,1 \text{ м}, \quad (4.15)$$

где q_b – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 45 = 56,25 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (4.16)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 5 \cdot 9 = 45 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.17)$$

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

$h_{НБ} = 9,0 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяются по кривой $\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$ при $Q_{осн max}$.

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

$$B = b \cdot n = 8 \cdot 3 = 24 \text{ м}, \quad (4.18)$$

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

$n = 2$ – число пролётов.

4.2.1.2 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}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1132,3}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,57 \text{ м}, \quad (4.19)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля.

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1132,3}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,0 \text{ м}, \quad (4.20)$$

где $\sigma = 1$ – коэффициент подтопления;

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{7,57}{24} = 0,9, \quad (4.21)$$

b – ширина пролёта;

n – число пролётов;

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

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

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 8,0 - \frac{1,1 \cdot 0,35^2}{2 \cdot 9,81} = 7,99 \text{ м}, \quad (4.22)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ} - \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{1132,3}{(430,00 - 330,00) \cdot (24 + (3-1) \cdot 3)} = 0,35 \text{ м/с};$

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

$B = 24 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 430,00 - 8,0 = 422,0, \quad (4.23)$$

где $H_{\text{ст}} = 8,0 \text{ м}$ – стандартный напор, ближайший к H (4.22) в соответствии с техническим регламентом.

4.2.1.3 Проверка пропуска поверочного расчётного расхода

Напор на сооружение при поверочном расчётном случае:

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 433,00 - 340,00 = 93,0 \text{ м.} \quad (4.24)$$

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

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{55 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (93,0 - 0,5) \cdot 0,924} = 65,6 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (4.25)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m = 65,6 \cdot 2 = 131,2 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (4.26)$$

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_{\text{с}} = 1307 - 131,2 - 7,1 = 1168,7 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1307 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для поверочного расчётного случая.

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1168,7}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,74 \text{ м.} \quad (4.27)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1168,7}{0,49 \cdot 0,97 \cdot 1 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,32 \text{ м,} \quad (4.28)$$

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{7,74}{24} = 0,97, \quad (4.29)$$

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

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

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 8,32 - \frac{1,1 \cdot 0,28^2}{2 \cdot 9,81} = 8,32 \text{ м,} \quad (4.30)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{1168,7}{(433,00 - 330,00) \cdot (24 + (3-1) \cdot 3)} = 0,28 \text{ м/с};$

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

$B = 24 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта.

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 422,00 + 8,32 = 430,32. \quad (4.31)$$

Расчетная отметка форсированного уровня меньше заданной. Это означает, что пропускная способность водослива при заданном ФПУ, равном 433м, обеспечивается.

4.2.1.4 Построение профиля водосливной грани

Профиль водосливной грани представлен на рисунке 4.1. Координаты для построения профиля получены с помощью умножения данных таблицы на значение $H_{\text{ст}} = 8,0$ м и сведены в таблицу 4.1. Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя очерчено по дуге с радиусом 14 м.

Таблица 4.1 – Координаты для построения профиля

№ точки	x	y	№ точки	x	y
1	0,00	1,01	21	16,00	9,88
2	0,80	0,29	22	16,80	10,95
3	1,60	0,06	23	17,60	12,06
4	2,40	0,00	24	18,40	13,22
5	3,20	0,05	25	19,20	14,24
6	4,00	0,22	26	20,00	15,68
7	4,80	0,48	27	20,80	16,98
8	5,60	0,80	28	21,60	18,31
9	6,40	1,17	29	22,40	19,70
10	7,20	1,58	30	23,20	21,12
11	8,00	2,05	31	24,00	22,59
12	8,80	2,57	32	24,80	24,10
13	9,60	3,15	33	25,60	25,66
14	10,40	3,80	34	26,40	27,24
15	11,20	4,51	35	27,20	28,87
16	12,00	5,29	36	28,00	30,54
17	12,80	6,11	37	28,80	32,25
18	13,60	6,98	38	29,60	33,99
19	14,40	7,90	39	30,40	35,77
20	15,20	8,86	40	31,00	37,55

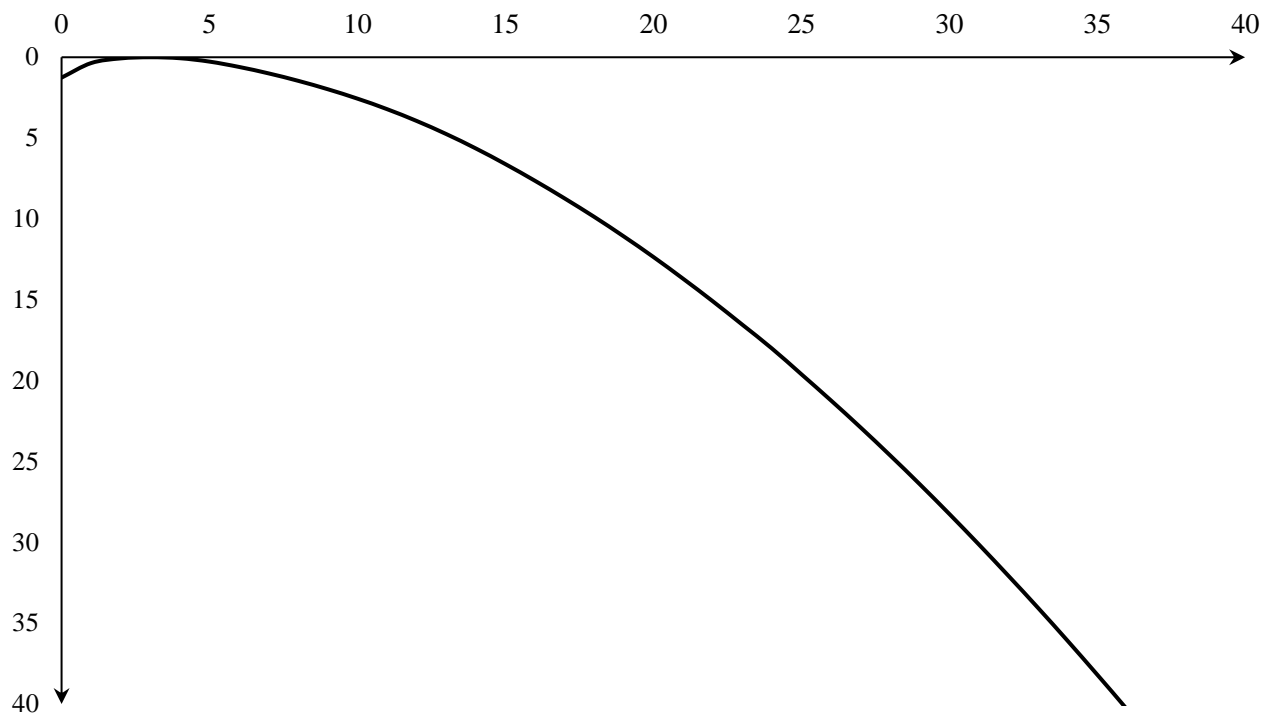


Рисунок 4.1 – Начальное очертание гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки

Высота плотины равна:

$$H_{пл} = \nabla_{ГП} - \nabla_{ДНА} = 435 - 330 = 105 \text{ м.} \quad (4.32)$$

4.2.1.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 430,00 - 330,00 = 100,00 \text{ м.} \quad (4.33)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1132,3^2}{(24 + 1 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 5,21 \text{ м.} \quad (4.34)$$

Сопряжённые глубины определены следующим образом:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (T_0 - h'_c)}} \quad (4.35)$$

где $q_c = \frac{Q_{\text{осн}}^{\text{расч}}}{B + \delta_B \cdot (n-1)} = \frac{1131,3}{24 + 3 \cdot (3-1)} = 37,71 \text{ м}^3/\text{с};$

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

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

$$h'_c = \frac{37,71}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (100 - 0)}} = 0,46 \text{ м.}$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{37,71}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (100 - 0,46)}} = 0,93 \text{ м.}$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (h_{кр}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{0,46}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (5,21/0,93)^3} - 1 \right] = 15,33 \text{ м.} \quad (4.36)$$

Так как $h''_c = 15,33 \text{ м} > h_{нб} = 10,00 \text{ м}$ – в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, следовательно необходимо спроектировать сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для водосбросной плотины на скальном основании при достаточной ширине русла целесообразно осуществлять гашение энергии способом свободно отброшенной струи.

4.2.1.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Высота от дна, до носка:

$$a = h_{нб}^{max} = 10,0 \text{ м,} \quad (4.37)$$

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 330,00 + 10,0 = 340,00. \quad (4.38)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_1 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 430,00 - 340,00 = 90,0 \text{ м.} \quad (4.39)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2g \cdot Z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 90} = 37,75 \text{ м/с.} \quad (4.40)$$

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

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{47,60}{37,75} = 1,26 \text{ м.} \quad (4.41)$$

$$q = \frac{Q_{расч.мах осн}}{B + (n-1)\delta_6} = \frac{1168,7}{24 + (3-1) \cdot 3} = 47,60 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (4.42)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{37,75^2}{9,81 \cdot 1,26} = 115,30. \quad (4.43)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (4.44)$$

где K_a - коэффициент аэрации, принимается равным 1; α - угол наклона носка, принимается равным 30° ; $Z_0 = 100$ м.

$$\begin{aligned} L &= 1 \cdot 90,0 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{100,0}{90,0} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = \\ &= 95,34 \text{ м} \end{aligned}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет $L = 95,34 > 0,4Z_0 = 40,0$ – дальность отлета безопасна.

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (4.45)$$

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

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

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{115,30}) \cdot \sqrt{115,30} \cdot \sqrt[4]{\frac{10,0}{1}} \cdot 1,26 = 37,90.$$

$$h_{\text{раз}} = 37,90 - 10,0 = 27,90 \text{ м.}$$

Расстояние от плотины до центра ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg} \alpha_1}, \quad (4.46)$$

где α_1 – угол входа в воду.

$$\text{tg} \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 \alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{v_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}}. \quad (4.47)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,26 \cdot \cos 30^\circ + 7,68 - 10,00)}{37,75^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,46.$$

$$L_1 = 95,34 + \frac{37,23}{0,46} = 176,81 \text{ м.}$$

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз} = 2,5 \cdot 5,21 + 3,7 \cdot 27,9 = 116,25 \text{ м.} \quad (4.48)$$

По дну яма размыва – примерно равна $2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 5,21 = 13,02 \text{ м}$, где $h_{кр}$ – критическая глубина потока.

4.2.2 Гидравлический расчёт донных водосбросов

Для пропуска расходов в случае возникновения аварийной ситуации на гидроэлектростанции должны быть предусмотрен донный водосброс.

В зависимости от ширины секции назначается размер и число отверстий.

Площадь одного водосбросного отверстия:

$$\omega_{во} = \frac{Q_{вод}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{во}}} = \frac{226,5}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 81,73}} = 7,07 \text{ м}^2, \quad (4.49)$$

где $Q_{вод}$ – расход через водовыпуск;

$\mu = (0,8 \div 0,82)$ – коэффициент расхода;

$H_{во}$ – напор над центром выходного отверстия:

$$H_{во} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ВО} = 430 - 336,5 = 81,73 \text{ м,} \quad (4.50)$$

где $\nabla \text{ВО}$ – отметка центра выходного водосбросного отверстия.

Принимаем три водовыпуска прямоугольного сечения, высотой 2 м, шириной 2,5 м и площадью сечения одного водовыпуска 7 м².

4.3 Конструирование плотины

4.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментальной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 430,00 - 325,00 = 105,0 \text{ м.} \quad (4.51)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla\text{ПОД} = \nabla\text{ДНА} - \delta_{\text{в}} = 330,00 - 5,0 = 325,00. \quad (4.52)$$

Ширина подошвы плотины:

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 105,0 = 73,5 \text{ м.} \quad (4.53)$$

4.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

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

Расстояние между секционными швами в бетонных плотинах принимаем 12 м. Температурные швы на скальном основании принимаем шириной 0,1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри плотины 0,3. Уплотнение осуществляется в виде шпонок.

4.3.3 Быки

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

Толщина разрезного быка состоит из 2 полубыков, суммарная величина которых на 1 м больше, чем неразрезного.

Ширина паза рабочего затвора равна 1,0 м, длина 1,0 м.

Длина и ширина паза ремонтно-аварийного затвора 1,0 м.

4.3.4 Устои

Различают устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или берегом, и отдельные, которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС.

Применяется 1 отдельный устой для отделения водосливной плотины от здания ГЭС.

4.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих входы в продольные галереи.

Диаметр вертикальных скважин принимаем 20 см. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначается $a_{др} = 2$ м. При этом должно выполняться условие:

$$a_{др} \leq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.т}} \frac{99,00 \cdot 1,20}{25} = 4,75, \quad (4.54)$$

где $H_d = 99,00$ м – напор над расчётным сечением;

$\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

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

Принимается $a_{др} = 5,0$ м.

4.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины проектируемого сооружения можно предусмотреть устройство галерей, располагаемых через 17 м.

Отметка одной из галерей должна быть выше максимального уровня НБ в целях обеспечения самотечного отвода воды из всех частей плотины, расположенных на вышележащих отметках.

Одну из продольных галерей проектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования.

Галереи имеют следующие размеры:

-смотровая ширина – 2,5 м, высота – 3,0 м;

-цементационная и дренажная галереи ширина – 2,5 м, высота – 3,0 м.

4.4 Основные элементы плотины

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

4.4.1 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

4.4.1.1 Противофильтрационная завеса

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

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_3 = 0,1 \cdot B_n = 0,1 \cdot 73,5 = 7,35 \text{ м.} \quad (4.55)$$

Глубина цементационной завесы принимают равной:

$$h_{зав} = 0,6 \cdot H_d = 0,6 \cdot 99,00 = 49,5 \text{ м.} \quad (4.56)$$

Принимается глубина цементационной завесы 50,0 м.

4.4.1.2 Дренажные устройства в основании

Для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устроены дренажи.

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 200мм с шагом 2,5 м.

Глубина скважины:

$$h_{др} = 0,6 \cdot h_{зав} = 0,6 \cdot 50,0 = 30,0 \quad (4.57)$$

где $h_{зав} = 50,0$ м – глубина цементационной завесы.

Принимается глубина дренажа 30,0 м.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляется насосами.

4.5 Обоснование безопасности и надёжности бетонной плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного сочетания нагрузок и воздействий. Данный расчёт выполнен при уровне в верхнем бьефе равном НПУ, а нижнем бьефе - $\nabla \text{УНБ}_{min}$.

4.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

4.5.1.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{пл}$ и G_6 определяются в программе AutoCAD: $S_{пл} = 3706,12 \text{ м}^2$, $S_6 = 4675,6 \text{ м}^2$.

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

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot p_6}{b + \delta_6} = \frac{3706,12 \cdot 3,5 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{3,5 + 3} = 46984,5 \text{ кН/м,} \quad (4.58)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины;

b – ширина пролёта;

δ_B – толщина быка;

ρ_6 – плотность бетона.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{4675,6 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{3,5 + 3} = 50807,23 \text{ кН/м.} \quad (4.59)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (4.60)$$

где f - площадь затвора.

$$f = (\nabla \text{ФПУ}_p - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (433 - 422 + 0,5) \cdot 3,5 = 40,25 \quad (4.61)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 44,00 \cdot \sqrt{44,00} \cdot 9,81 = 157,47 \text{ кН.}$$

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{128,9}{3,5 + 3} = 19,8 \text{ кН/м.} \quad (4.62)$$

4.5.1.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды. Со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 105,0^2}{2} = 54077,6 \text{ кН/м,} \quad (4.63)$$

где $h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 105,0 \text{ м.}$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 6,0^2}{2} = 176,58 \text{ кН/м,} \quad (4.64)$$

где $h_2 = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{ПОД} = 6,0 \text{ м.}$

4.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

$$p_{взв} = \rho_w \cdot g \cdot h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 6,0 = 58,86 \text{ кН.} \quad (4.65)$$

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = p_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 200,45 = 1966,4 \text{ кН/м}, \quad (4.66)$$

4.5.1.4 Сила фильтрационного давления

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

$$S_{\text{эп}} = 1191,71 \text{ м}^2.$$

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

$$W_{\text{ф}} = p_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 1191,71 = 11690,67 \text{ кН/м}, \quad (4.67)$$

4.5.1.5 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях определена упрощённо по формуле А.Л. Жежевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (4.68)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,6 \cdot \left(\frac{0,56}{3,14} + \frac{0,2}{2} \right) = 8,4 \text{ кН/м},$$

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,6^2}{0,56} = 0,2 \text{ м}. \quad (4.69)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{6,70}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,78 = 0,80 \text{ м}. \quad (4.68)$$

4.5.2 Оценка прочности плотины

Оценка общей прочности плотины произведена в сечении на уровне подошвы плотины. Для удобства расчётов составлена таблица 4.2, в которой

занесены все нагрузки, умноженные на соответствующий коэффициент надёжности по 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. Расчёт краевых напряжений представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.2 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН · м
T_B	1,0	→	54077,6	28,7	1552027
T_H	1,0	←	176,58	-0,3	-52,974
G_6	0,95	↓	50807,23	-8,9	-429575
$G_{пл}$	0,95	↓	46984,5	-10,1	-450816
$W_{взв}$	1,0	↑	1966,4	0	0
W_ϕ	1,0	↑	11690,67	15,2	177698,2
E_H	1,2	→	11,8	2,67	37,8072
$W_{волн}$	1,0	→	8,4	99,71	837,564
q_3	0,9	↓	19,8	-29,76	-530,323
-	-	$\Sigma \uparrow$	166156,31	ΣM	849734,94

Таблица 4.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-1316,87	-3204,38
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-1050	-1268,7
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	749,4
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-1316,87	-60
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-1050	-1733,3

4.5.3 Критерии прочности плотины и её основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.69)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надёжности по ответственности;

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

$R_b = 6,0$ МПа – расчётное сопротивление бетона сжатию;

$\gamma_{cd} = 0,9$ – коэффициент условия работы.

$$1,25 \cdot 1,0 \cdot |-1733,3| \leq 0,9 \cdot 6,0.$$

$$4,92 \text{ кН/м}^2 \leq 5,4 \text{ кН/м}^2.$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0. \quad (4.70)$$

$$-1316,87 \text{ кПа} < 0.$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (4.71)$$

$$1316,87 \text{ кН/м}^2 \geq 262,5 \text{ кН/м}^2.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

4.5.4 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.72)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

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

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

B – ширина подошвы плотины.

F – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_{б} + q_z - W_{\phi} - W_{взв}) \cdot tg\varphi + E_{пас} \cdot \gamma'_c + c \cdot B \quad (4.73)$$

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

$\omega = 73,5$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 п.м.

$$R = 46984,5 + 50807,23 + 19,8 - 11690,67 - 1966,4) \cdot 0,8 + 412,77 \cdot 0,7 + 110 \cdot 73,5 = 75697,5 \text{ кН/м.}$$

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H. \quad (4.74)$$

$$F = 54077,6 - 176,58 + 8,4 + 11,8 = 53921,9 \text{ кН.}$$

$$\frac{75697,5 \cdot 0,9}{53921,2 \cdot 1} = 1,26 \geq 1,20.$$

Сравнив результаты рассчитанных напряжений в плотине с критериями прочности можно сделать вывод, что плотина удовлетворяет требованиям прочности и устойчивости.

5 Организация и производство гидротехнических работ

5.1 Пропуск строительных расходов I и II очереди

Для строительства Богулинской ГЭС принята русловая компоновка с приплотинным Зданием ГЭС.

Состав сооружений напорного фронта:

- глухие бетонные плотины
- станционная часть
- водосливная плотина

Рассмотрим два варианта пропуска строительных расходов:

- для русловой компоновки в две очереди с сужением русла
- для русловой компоновки без сужения русла

5.1.1 Гидравлический расчет пропуска строительных расходов I очереди через стесненное русло

Определение способа пропуска строительных расходов и максимального строительного расхода.

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 основного расчетного случая.

Назначаем перемычки IV класса, сроком эксплуатации более 10 лет, с 5% обеспеченностью.

$$Q_{\text{стр}} = Q(10\%) = 771 \text{ м}^3/\text{с}, \text{ УВ (при } Q_{\text{стр}}) = 336,96 \text{ м.}$$

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

$$V_{\text{сж}} = \frac{Q_{\text{стр}}}{\omega_{\text{сж}}} = \frac{771}{222,72} = 0,32 \text{ м/с}, \quad (5.1)$$

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

Допустимая не размывающая скорость для доломита составляет 6,5 м/с, следовательно, размыва не происходит.

$$\omega_{\text{сж}} = B_{\text{сж}} \cdot h_{\text{сж}} = 32 \cdot 6,96 = 270 \text{ м}^2. \quad (5.2)$$

Стеснение русла для русел из скальных грунтов принимается $J = 45 - 60$. Для реки Гонам в створе Богулинской ГЭС принято 50%.

$$h_{\text{сж}} = \text{УВ}_{Q_{\text{стр}}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 336,96 - 330 = 6,96 \text{ м.} \quad (5.3)$$

Ширина перемычки по дну $B = 43\text{ м}$, $B_{сж} = 32\text{ м}$ по чертежу, в результате видно, что перемычка не входит в русло, поэтому рассматриваем другой вариант пропуска расходов без сжатия русла.

5.1.2 Определение отметок гребня перемычек I очереди

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

При сжатии русла перед верховой перемычкой образуется подпор, а между ВП и НП образуется перепад $Z_{расч}$.

$$Z_{расч} = \frac{V_{сж}^2}{2\varphi^2 g} - \frac{V_0^2}{2g} = \frac{1,22^2}{2 \cdot 0,8 \cdot 9,81} - \frac{0,16^2}{2 \cdot 9,81} = 0,1 \text{ м}, \quad (5.4)$$

где $\varphi = 0,8$ – коэффициент скорости;

$$V_0 = \frac{Q_{стр}}{\omega_0} = \frac{85,7}{540} = 0,16 \text{ м/с}; \quad (5.5)$$

$$\omega_0 = B_0 \cdot h_0 = 180,96 \cdot 6,96 = 1259,5 \text{ м}^2, \quad (5.6)$$

где $h_0 = h_{сж} = 6,96\text{ м}$.

Отметка гребня верховой перемычки I очереди:

$$\nabla_{ГВП}_{I_{оч}} = \nabla B_{Q_{стр}} + Z_{расч} + d = 336,96 + 0,1 + 6,1 = 343,16\text{ м}, \quad (5.7)$$

$$d = h_{Н} + \Delta h + \alpha = 6,1\text{ м}, \quad (5.8)$$

где $h_{Н}$ – высота наката ветровой волны на откос $0,5\text{ м}$;

Δh – высота ветрового нагона $0,5\text{ м}$;

α – запас $0,4-0,5\text{ м}$.

Величина d увеличивается на $4,6\text{ м}$, так как на р. Гоном имеется ледоход и промерзание реки.

$$\nabla_{ГНП}_{I_{оч}} = \nabla B_{Q_{стр}} + \alpha + d = 336,96 + 0,5 + 4,6 = 342,06\text{ м}. \quad (5.9)$$

5.1.3 Гидравлический расчет туннеля

В качестве грунтов основания и проходки туннеля используем гранит, скальные грунты прочные, поэтому сечение туннеля принимаем по типу I

На строй генплане наносим ось туннеля и определяем предварительную длину $L = 563\text{ м}$

Принимаем отметку порога входного портала туннеля равной отметке дна реки в месте начала туннеля, а отметку порога низового портала на 1 м ниже отметка дна реки в месте выхода туннеля:

$\nabla_{\text{ПВП}} = 330 \text{ м}$, $\nabla_{\text{ПНП}} = 329 \text{ м}$;
 размеры туннеля $H \cdot B = 14 \times 14$.
 Уклон трассы туннеля составит:

$$J = \frac{\nabla_{\text{ПВП}} - \nabla_{\text{ПНП}}}{L} = (330 - 329) / 563 = 0,0017. \quad (5.10)$$

Выбираем безнапорный вариант туннеля.
 Площадь живого сечения туннеля:

$$\omega = 14 \cdot 11,9 = 166,6 \text{ м}^2. \quad (5.11)$$

Определяем пропускную способность туннеля и сравниваем ее с максимальной строительной 771 м³/с

$$Q_T = \omega \cdot C (R \cdot J)^{1/2} = 166,6 \cdot 44,6 \sqrt{4,4 \cdot 0,0055} = 1155,9 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (5.12)$$

где R – гидравлический радиус = 4,4;
 Это больше 771 м³/с, следовательно пропускная способность обеспечивается.

Скорость течения воды в туннеле

$$V_T = \frac{Q_{\text{стр}}}{\omega} = \frac{771}{166,6} = 4,6 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (5.13)$$

Что меньше чем размывающая скорость гранита 22 м/с
 Определяем УВБ перед туннелем

$$\nabla_{\text{УВБТ}} = \text{УНБ}_{(Q_{\text{макс стр}})} + JL + Z = 336,96 + 0,0055 \cdot 180 + 1,4 = 339,4 \text{ м}. \quad (5.14)$$

$$Z = (1 + \zeta_{\text{вх}}) \cdot \frac{V^2}{2g} = (1 + 0,3) \cdot \frac{4,6^2}{2} \cdot 9,81 = 1,4 \text{ м}. \quad (5.15)$$

Гребень верховой перемычки I очереди при туннеле

$$\nabla_{\text{ГВП}} = \nabla_{\text{УВБТ}} + d = 339,4 + 6,1 = 345,5 \text{ м}. \quad (5.16)$$

$$\nabla_{\text{ГНП}} = \text{УНБТ} + \alpha = 336,96 + 0,5 + 4,6 = 342,1 \text{ м}. \quad (5.17)$$

5.1.4 Технология возведения туннеля

Принимаем закрытый способ проходки с применением БВР
 Определяем время на проходку туннеля по сборнику ФЕР 29-01-059-09
 Разработка колот шириной более 9 м: грунтах группы 9(гранит)

178,8 маш*ч – 100м³

Объём колот (свод) 1/6 объёма туннеля = $\frac{107408}{6}=17901 \text{ м}^3$.

Объём туннеля 14·14·563=107408 м³.

Время на возведение колоты

$T_k=17901 \cdot \frac{178,8}{100}=32008 \text{ ч}=44 \text{ мес. } 3 \text{ смены, } 30 \text{ дней, } 1 \text{ механизм.}$

ФЕР 29-01-061-07

Разработка средней штроссы (ядра) в грунтах группы 9 (гранит)
158,73 маш*ч — 100 м³

5.3 Этапы основного периода строительства

Для строительства Богулинской ГЭС принимаем 5 этапов возведения сооружений:

I этап- возведение сооружений для перекрытия русла.

Состав работ I этапа:

Строительство сооружений напорного фронта ГЭС с приплотинной компоновкой выполняем без стеснения русла.

Строительные работы начинаем с возведения туннеля под прикрытием целиков с ВБ и НБ. Для того, чтобы соединить туннель с руслом реки необходимо отсыпать перемычки туннеля и под их прикрытием разработать целики.

Основные строительные работы I этапа (котлован I очереди):

Проходка строительного туннеля под прикрытием целиков с ВБ и НБ

Возведение верховой, продольной и низовой перемычек туннеля со стороны НБ и ВБ, для разборки целиков

Разборка перемычек и пуск воды через туннель

II этап- перекрытие русла.

Состав работ II этапа:

-предварительное стеснение русла перемычками русла

-отсыпка каменного банкета

-отсыпка тела и фильтров перемычек до отметок перекрытия

-наращивание ВП и НП перемычек по высоте отметок, необходимых для пропуска расчетного расхода

III этап- возведение и наращивание сооружений до отметок для начала наполнения водохранилища

Состав работ III этапа:

- откачка котлована и водоотлив

-рыхление скальных грунтов

- выемка скальных грунтов

- возведение и наращивание всех основных сооружений по всему напорному фронту

IV этап

Наращивание сооружений и наполнение водохранилища до отметки УМО +2 метра, пуск первого ГА

V этап

Наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок и поочередный пуск гидроагрегатов

5.3.1 Откачка воды через водоотлив

Откачка воды из котлована производится способом открытого водоотлива

Площадь водоёма выгороженного перемычками определяем по программе AutoCAD $S=110219 \text{ м}^2$

Объем воды, который необходимо откачать составляет

$$w=S \cdot H \cdot 2=110219 \cdot 6,96 \cdot 2= 1534248 \text{ м}^3. \quad (5.18)$$

Подбираем центробежные насосы для откачки технической воды марки 14НДС-Н-Е производительностью 1000 м³/ч

Исходя из технико-экономических соображений принимаем насос марки 14НДС-Н-Е

Насосы работают 24 часа в сутки, принимаем 4 насоса и определяем время откачки воды:

$$T=\frac{W}{1000} \cdot 24 \cdot 4 =\frac{1534248}{96000} = 18 \text{ суток}. \quad (5.19)$$

Определяем интенсивность откачки и сравниваем ее с допустимой для грунтов перемычек и стен котлованов

$$J=\frac{h}{T}=\frac{6,96}{18}=0,27 \frac{\text{м}}{\text{сут}}, \quad (5.20)$$

при допустимой 0,5 м/сут для скальных грунтов

5.4 I этап возведения сооружений перекрытия русла

5.4.1 Состав работ I этапа

Основные строительные работы I этапа :

Проходка строительного туннеля под прикрытием целиков с ВБ и НБ

Возведение верховой, продольной и низовой перемычек туннеля со стороны НБ и ВБ, для разборки целиков

Разборка перемычек и пуск воды через туннель

5.4.2 Разработка котлована с применение буровзрывных работ

Разработку скальных грунтов выполняем методом скважинных зарядов. Бурение скважин в скальных грунтах (гранит) выполняется с помощью станков роторно-шарошечного бурения.

Подбор станка:

Класс пород (гранит по классификации пород по относительному показателю трудности бурения породы – 10 (труднобуримые), по классу пород подбираем модель бурового станка 5СБШ-200-36 с технической скоростью бурения 7,2 м/ч.

5.4.3 Производительность бурового станка

Сменная производительность бурового станка метры/смену определяется по формуле:

$$P_{б.см} = \frac{T_{см}}{T_0 + T_в} \cdot K_{и.б} = \frac{8}{0,14 + 0,02} \cdot 0,85 = 42,5 \text{ м/см}, \quad (5.21)$$

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

$T_0, T_в$ – продолжительность выполнения соответственно основных и вспомогательных операций, приходящихся на 1 м скважины, ч;

$K_{и.б.}$ – коэффициент использования сменного времени ($K_{и.б.} = 0,85$).

$$T_0 = \frac{1}{V_б} = \frac{1}{7,2} = 0,14, \quad (5.22)$$

где $V_б$ – техническая скорость бурения, м/ч.

5.4.4 Расчёт длины скважины

Длина скважины определяется по формуле:

$$L_{скв} = H_{уст} + d = 4 + 10 \cdot 0,2 = 6 \text{ м}, \quad (5.23)$$

где $H_{уст}$ – высота рабочего уступа, м;

d – диаметр скважины бурового станка, м.

Следовательно, выбрана схему расположения скважин 4 на 4 на 6м.

Объем грунта, приходящийся на одну скважину:

$$W_{скв} = 4 \cdot 4 \cdot 6 = 96 \text{ м}^3. \quad (5.24)$$

5.5 Определение объёма земельно-скальных работ

5.5.1 Расчёт объёма земельно-скальных работ

Объём земельно-скальных работ равен:

$$W = W_1 + W_2 + W_3 = 242844 + 137357 + 101580 = 734856 \text{ м}^3. \quad (5.25)$$

Объём котлована:

$$W_1 = 242844 \text{ м}^3. \quad (5.26)$$

Определён по программе AutoCAD

Объём дороги:

$$W_2 = 40\% \text{ от } W_1 = 137357 \text{ м}^3. \quad (5.27)$$

Объём ямы размыва:

$$W_3 = 3968 \cdot 25,6 = 101580 \text{ м}^3. \quad (5.28)$$

Количество скважин:

$$N_{\text{СКВ}} = \frac{W}{W_{\text{СКВ}}} = \frac{734856}{96} = 7655 \text{ шт.} \quad (5.29)$$

Определение объема буровых работ:

$$W_{\text{бур}} = N_{\text{СКВ}} \cdot L_{\text{СКВ}} = 7655 \cdot 6 = 45930 \text{ пм бурения.} \quad (5.30)$$

Определение время буровых работ:

$$T_{\text{бур}} = \frac{W_{\text{бур}}}{P_{\text{б.см}}} = \frac{45930}{41} = 1120 \text{ смен.} \quad (5.31)$$

5.5.2 Производство земляных работ

В цикл земляных работ входит:

- разработка разрыхленного грунта экскаватором;
- погрузка в автотранспорт;
- транспорт на бурт;
- разравнивание на бурте.

Исходя из объемов земляных работ, выбран экскаватор следующего типа:

- на гусеничном ходу;
- прямая лопата;
- объём ковша 4,6 м³.

По данным характеристикам выбран экскаватор фирмы ЭКГ-4,6А.

5.5.3 Расчёт производительности одноковшового экскаватора

Теоретическая производительность равна:

$$P_{\text{к}} = \frac{3600 \cdot q}{t_{\text{ц}}} = \frac{3600 \cdot 4,6}{25} = 576 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.32)$$

где q – вместимость ковша, м³;

$t_{ц}$ – минимальная продолжительность рабочего цикла при заданных условиях работы.

Техническая производительность экскаватора:

$$П_T = \frac{П_k \cdot K_H}{K_p} = \frac{576 \cdot 1}{1,26} = 457 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.33)$$

где K_H – коэффициент наполнения ковша;

K_p – коэффициент разрыхления грунта.

Эксплуатационная производительность по формуле:

$$П_э = П_T \cdot T_p \cdot K_B = 457 \cdot 1 \cdot 0,8 = 365,6 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.34)$$

где $П_T$ – техническая производительность, $\text{м}^3/\text{ч}$;

T_p – длительность периода работы, ч;

K_B – коэффициент использования машины по времени за соответствующий период.

5.5.4 Определение необходимого транспорта

Необходимое количество самосвалов определяется по формуле:

$$(m - 1) \cdot T_{п} = \frac{L_1}{V_1} + \frac{L_2}{V_2} + T_p + T_з, \quad (5.35)$$

где $T_{п} = \frac{W}{П_э} = \frac{19}{365,6} = 0,052 \text{ ч.};$

W – ёмкость кузова;

T_p – время разгрузки самосвала час;

$T_з$ – время задержки в пути час;

V_1 и V_2 – скорость в пути груженой машины и обратно;

L_1 и L_2 – длина пути груженой машины и обратно.

$$m = \frac{\frac{3}{20} + \frac{3}{50} + 0,01 + 0,16}{0,052} + 1 = 10,5 = 11 \text{ шт.}$$

Объем выемки в месяц одного экскаватора:

$$П_э \cdot T_p = 365,6 \cdot 1 \cdot 21 = 7677,6 \text{ м}^3/\text{мес.} \quad (5.36)$$

Определяется время работы экскаватора:

$$T_{экс} = \frac{W}{П_э} = \frac{633896}{33815} = 18,7 \text{ мес.} \quad (5.37)$$

Интенсивность земляных работ:

$$J_{\text{экс}} = \frac{78}{734856} = 0,00011 \text{ мес/м}^3. \quad (5.38)$$

автосамосвал XCMG NXG5650DTQ, у выбранного самосвала объем 19 м³ грузоподъемностью 40 тн.

5.6 Бетонные работы

5.6.1 Подсчёт объёмов бетонных работ

Объём водосливной плотины:

$$W_1 = 3121 \cdot 73,5 = 73500 \text{ м}^3.$$

Объём стационарной части:

$$W_2 = 4900 \cdot 51 \cdot 0,5 = 124950 \text{ м}^3.$$

Левобережная глухая плотина:

$$W_3 = 20120 \cdot 44 = 885280 \text{ м}^3.$$

Правобережная глухая бетонная плотина:

$$W_4 = 17223 \cdot 44 = 665347 \text{ м}^3.$$

$$W = W_1 + W_2 + W_3 + W_4 = 73500 + 124950 + 885280 + 665347 = 1698516 \text{ м}^3.$$

5.6.2 Подбор бетонного завода

Технические характеристики для выбора бетонного завода:

- производительность 60 м³/с, марка БР60;
- периодического действия;
- изготовление сухой смеси и готового бетона, зимние исполнение не требуется;
- дозирование заполнителей и цемента автоматическое;
- склад цемента в бункерах, с автоматической подачей;
- склад заполнителей скрытым навесом с отсеками;
- вертикального исполнения.

5.6.3 Схема подачи бетона в блоки

Для выполнения бетонных работ был подобран кран КБГС-1000 А грузоподъемностью 25-50 тн. Исходя из характеристик крана, грузоподъемности крана и объемов бады 6,4-8,0 м³ был подобран автобетоносмеситель 58148Z на шасси КАМАЗ–6520.

Объем смеси, перевозимый одним самосвалом, бетоновозом или бетоносмесителем определяется по формуле:

$$Q = \frac{q \cdot 60 \cdot T \cdot k}{t} = \frac{6,4 \cdot 60 \cdot 8 \cdot 0,8}{26} = 94 \text{ м}^3/\text{смен}, \quad (5.39)$$

где q – объем порции бетонной смеси, перевозимой за 1 рейс;

T – продолжительность смены в часах;

k – коэффициент использования рабочего времени;

t – продолжительность цикла в минутах:

$$t = 8 + 6 + 3 + 4 + 5 = 26 \text{ мин.} \quad (5.40)$$

Считаем количество бетоновозов в смену:

$$N = \frac{J_{max}}{30 \cdot Q \cdot 4} = \frac{33869}{30 \cdot 94 \cdot 4} = 2,5 = 3 \text{ маш./смен}, \quad (5.41)$$

где J_{max} – интенсивность бетонных работ (календарный график).

5.6.4 Арматурные работы

Необходимое количество арматуры принимаем по коэффициенту армирования $\mu = 10 \text{ кг/м}^3$, далее вычисляем количество арматуры на объем бетона:

$$K_{арм} = V_{бет} \cdot \mu = 1698516 \cdot 10 = 16985160 \text{ кг} = 16985 \text{ т.} \quad (5.42)$$

5.6.5 Опалубочные работы

Коэффициент опалубливаемой поверхности:

$$K_{оп} = \frac{S}{W} = 0,5, \quad (5.43)$$

где $S = K_{оп} \cdot W = 0,5 \cdot 1698516 = 849258 \text{ м}^2$ – площадь опалубливаемой поверхности;

W – объем бетона внутри, м³.

Время опалубочных работ определяется по ГЭСН 37-01-021-1. Время составляет 2,37 маш · ч на 100 м² опалубливаемой поверхности:

$$T_{опл} = \frac{849258 \cdot 2,37}{100} = 20127 \text{ маш} \cdot \text{ч.} \quad (5.44)$$

Время выполнения бетонных работ:

$$T_{\text{бет}} = T_{\text{апл}} + T_{\text{арм}} + T_{\text{укл}} + T_{\text{вибр}} = 1742698 + 487134 + 20127 + 12774 = 692733 \text{ маш/ч.} \quad (5.45)$$

Время на укладку бетона определяем по ГЭСН 37-01-002-1. Время составляет 10,26 маш · ч на 100 м³ бетона:

$$T_{\text{укл}} = 1698516 \cdot \frac{10,26}{100} = 1742698 \text{ маш/час.}$$

5.6.6 Вибрационные работы

Время вибрирования определяем по ГЭСН 37-01-021-1. Время составляет 2,37 маш · ч на 100 м³ бетона:

$$T_{\text{вибр}} = \frac{849258 \cdot 2,27}{100} = 20127 \text{ маш/ч.}$$

Интенсивность бетонных работ:

$$J_{\text{бет}} = \frac{T_{\text{бет}}}{W} = \frac{692733}{1698516} = 0,4 \text{ маш} \cdot \text{ч/м}^3. \quad (5.46)$$

6 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды

6.1 Общие сведения

Богулинский гидроузел расположен в Республике Саха (Якутия) на реке Гонам, небольшой участок у устья служит административной границей с Хабаровским краем.

Исток р. Гонам находится на северном склоне Станового хребта. Длина реки - 686 км. В створе проектируемой Богулинской ГЭС водосборная площадь представляет горы, и достигает высоты в 105 метров. Площадь водосборного бассейна составляет 55 600 км².

Питание реки снеговое и дождевое. Вследствие подобного типа питания режим реки характеризуется высоким весенним половодьем. Ледостав устанавливается в конце октября и продолжается до середины марта. Ледоход бывает не каждый год, в теплые годы при длительных положительных температурах ледоход не устанавливается совсем. Чаще ледяной покров образуется путем смерзания постепенно расширяющихся заберегов противоположных берегов. Летнее – осенняя межень в отдельные годы прерывается дождевыми паводками.

Рассматриваемая территория относится к резко-континентальному климатическому району амплитуда колебаний температуры воздуха превышает 100 °С — от 40 °С летом до -60 °С зимой. В среднем за год на территории республики выпадает осадков в твердом виде от 25% на юге до 50% на островах; жидких осадков от 30% на островах до 70% на юге; смешанных — от 5-6%. Основными источниками загрязнения реки Гонам в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с золотодобывающих предприятий. Растительность по большей степени состоит из тундры и мхов, из-за сложившейся вечной мерзлоты район скуден на разнообразности растений, так как они просто не успевают прорасти.

В районе площадки строительства Богулинского ГУ обитают:

копытные - лось, изюбрь, северный олень, горный (снежный) баран – чубуку, косуля, кабарга;

-пушные - белый медведь, волк, рысь, россомаха, красная лисица, песец, колонок;

-птицы – черную казарку, пискульку, лебедей кликуна и малого, сибирскую и очковую гагу, синьгу, кречета и сапсана, розовую и вилохвостую чайку.

К красно книжным, редким и исчезающим животным относятся: снежный баран, белый медведь, рысь, Речной бобр Амурский лемминг и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности красно книжных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Богулинского гидроузла на красно книжные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Гонам на участке строительства Богулинской ГЭС представлены следующими видами: осетр, нельма, омуль, муксун, таймень, ленок, хариус, ряпушка, сиг, пелядь, чир, щука, окунь, налим, чукучан, елец. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Гонам на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Гонам необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Гонам ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

6.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Богулинской ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта;
- 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 реки Гонам в нижнем бьефе Богулинского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

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

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

6.3 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 влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

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 водоохраной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание; 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие .

6.4 Отходы, образующиеся при строительстве

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

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 82220101215 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (6.1)$$

где N – объём бетонных работ, м³ (503872 м³);

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

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

$$M = \frac{1698516 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 76433 \text{ т}.$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязнённые чёрные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 46101001205 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (6.2)$$

где N – количество арматуры, т (16985 т);

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

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

$$M = \frac{16985 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 340 \text{ т}.$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 76433 тонн лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме) и 340 тонны отходов чёрных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы чёрного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию

на заготовку лома чёрных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как чёрный металл является вторичным ресурсом.

6.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Богулинского 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;

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.

Согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Гонам от сбросов Богулинской ГЭС ниже по течению реки.

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

7 Пожарная безопасность. Охрана труда

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Богулинская ГЭС, согласно проекту, относится к первому классу по капитальности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Вся ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Богулинской ГЭС они должны быть оснащены контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Также в состав эксплуатационного персонала должно быть введено специальное подразделение (служба мониторинга), задачей которого является измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации

7.2 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены в ФЗ №123. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции. ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение уровня пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;

- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих уровень пожарной безопасности;

- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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

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

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности.

Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;

- специальная подготовка;

- проведение противопожарных тренировок;

- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;

- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

7.3 Охрана труда

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает в конечном итоге эффективность производства. Ответственность за организацией охраны труда в организации осуществляет работодатель.

Одно из основных мероприятий по обеспечению безопасных условий труда на Богулинской ГЭС является создание структурного подразделения – службы охраны труда и производственного контроля. Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
- участвует в организации работ на сооружениях и оборудовании Богулинской ГЭС;
- разрабатывает мероприятия по охране труда на предприятии и контролирует их выполнение.

Для всех инженерно-технических работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции, для рабочих производственные инструкции.

Все работники станции при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- Трудовой кодекс РФ;
- ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования» [38];
- распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ» [39];
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328н [40];

- РД 153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» [41];

- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

- И другими нормативными документами в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

8 Технико-экономические показатели

8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС обуславливается выполнением определенных этапов, начиная от инженерных изысканий и заканчивая установкой оборудования. Данные этапы представлены в календарном графике. Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	165,00	165,00	165,00	165,00
Число часов использования установленной мощности	Часы	7306	7306	7306	7306
Выработка электроэнергии	МВт · ч	100457	100457	100457	100457
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2,0	2,0	2,0	2,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт · ч	2009	2009	2009	2009
Объём реализации электроэнергии	МВт · ч	98448	98448	98448	98448
Тариф на электроэнергию	руб./МВт · ч	1175,00	1206,00	1235,00	1262,00
Выручка от реализации электроэнергии	млн. руб.	115,6	118,7	121,5	124,2
НДС к выручке	млн. руб.	16,6	18,1	18,5	18,9

По таблице 8.1 видно, что объем выручки растёт. Данный факт обусловлен вводом в эксплуатацию новых производственных мощностей и 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 ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	42,1
Прочие	274,0	45,2
Итого по ГЭС	–	87,3

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
От 25 до 45	0,06%	0,09%	0,14%	0,2%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО «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	22,33
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./ МВт · ч	1,56
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс.руб./ МВт · ч	0,45
Итого	–	24,35

Налог на воду в расчёте на 1 тыс. кВт · ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ (ЕСУ ПАО «РусГидро») для реки Баксан 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			
	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	83,54	83,54	83,54	83,54
Расходы на страхование, млн.руб.	23,5	22,69	21,89	21,08
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	87,31	87,31	87,31	87,31
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,49	1,42	2,05	1,97
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	24,35	24,35	24,35	24,35
Налог на воду, млн.руб.	6,27	6,84	6,84	6,84
Итого, млн.руб.	226,45	226,17	226,00	225,12

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 на рисунке 8.1.

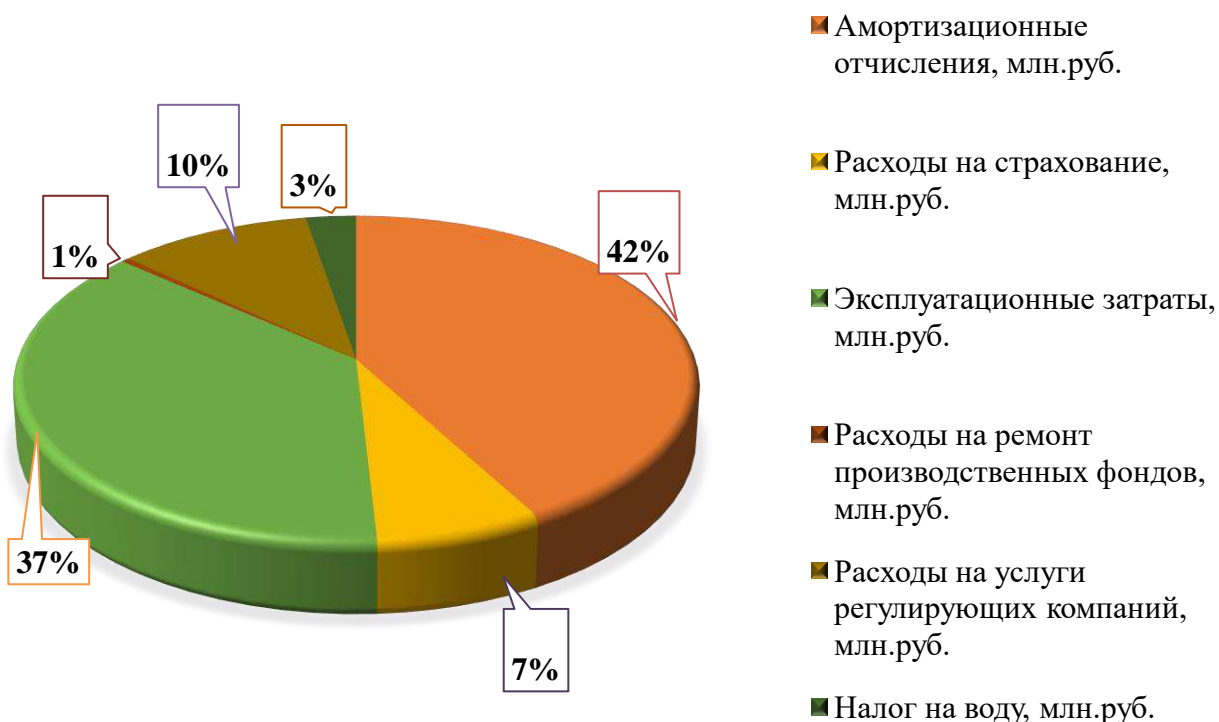


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Из рисунка 8.1 видно, что в процентном соотношении можно сделать аналогичный с таблицей 1.5 вывод. Амортизационные отчисления занимают лидирующую позицию (37%), следом идут эксплуатационные затраты (42%) и расходы на страхование (10%).

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 – 1,1%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт · ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за исследуемый период приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта			
	2027	2028	2029	2030
Налог на прибыль, млн.руб.	273,36	280,85	287,61	295,17
НДС, млн.руб.	135,6	309,46	315,85	323,04
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	0,95	0,95	0,95	0,95
Налог на имущество, млн.руб.	50,7	48,86	47,03	45,2
Итого, млн.руб.	460,61	640,14	651,440	664,35

Расчетные данные показывают, что основные налоговые отчисления приходятся на налог на прибыль и налог на добавленную стоимость (НДС).

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта			
	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	1441,5	1479,3	1514,7	1550,4
Текущие расходы, млн.руб.	226,45	226,16	226,0	225,1
ЕВИТДА (валовая прибыль), млн.руб.	2141,7	2193,2	2245,1	2292,7
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	1436,7	1472,5	1507,8	1543,5
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	24,6	266,6	274,0	281,5
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1268,2	1066,4	1096,2	1126,1
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0

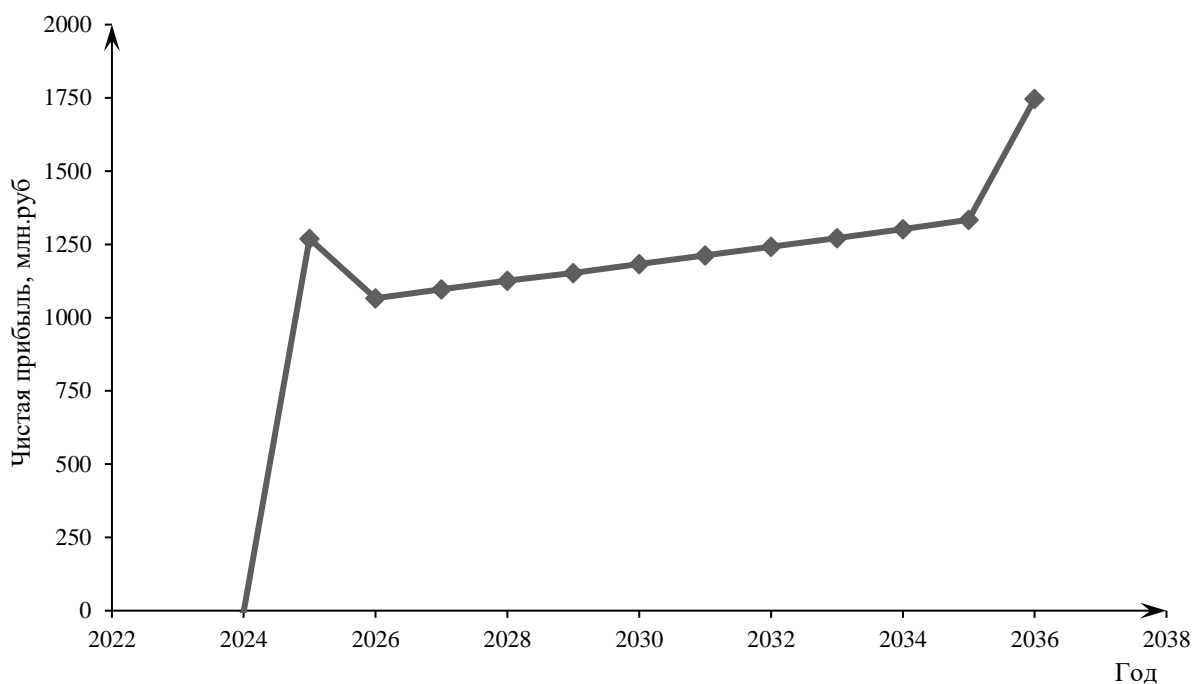


Рисунок 8.2 – Изменений суммы прибыли по проекту, млн. руб.

По рисунку 8.2 видно, что до 2024 года чистой прибыли не наблюдается, поскольку мы вкладываем деньги в строительство, оборудование. Начиная с 2025 года появляется чистая прибыль. Потом в связи затратами на ГА-2 идет плавный спад чистой прибыли в 2026 году.. И дальше уже идет увеличение чистой прибыли.

Анализ денежных потоков оценивается графиком Кэш-Фло, на графике изображаются укрупненные этапы проекта, график Кэш-Фло представлен на рисунке 8.3.

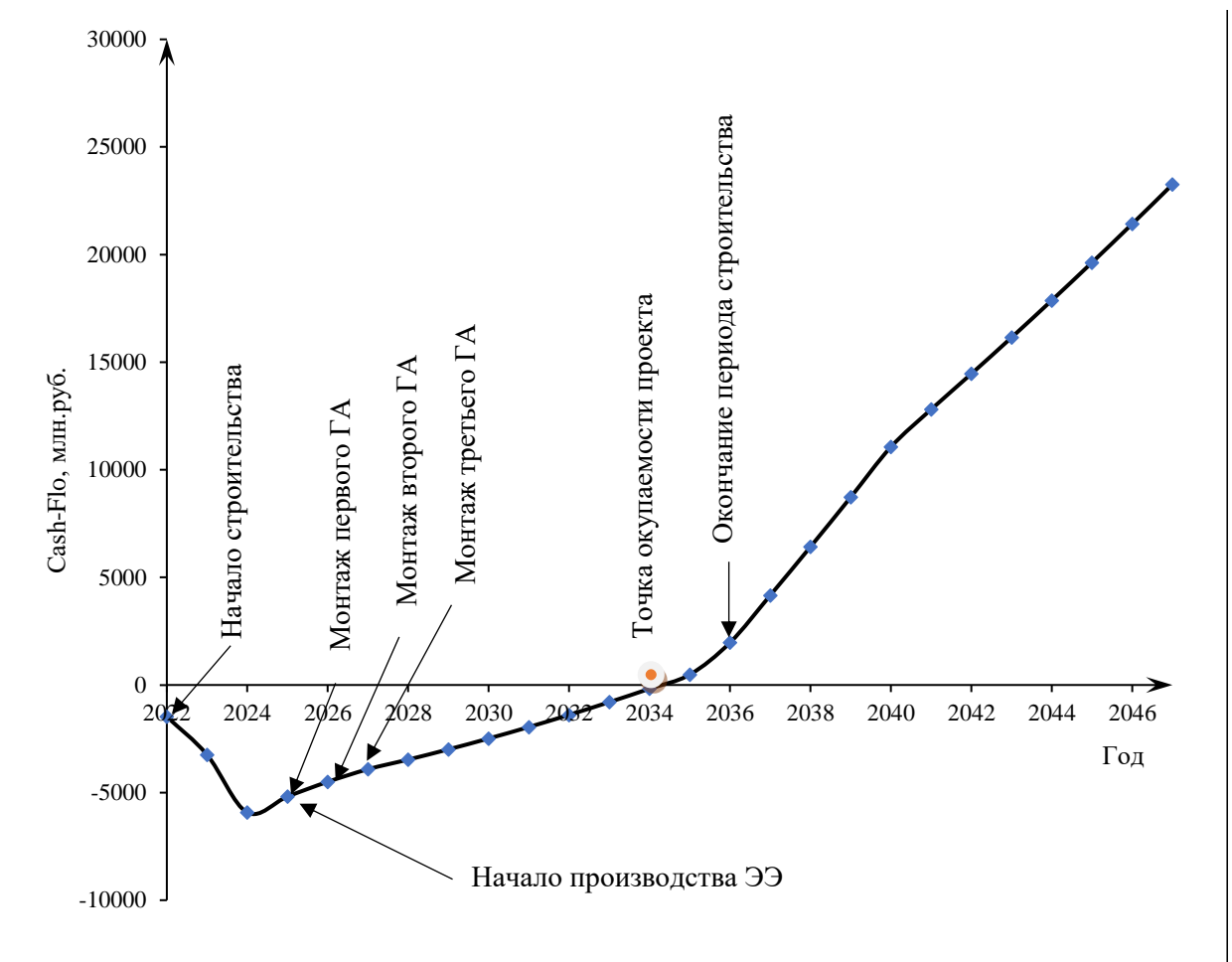


Рисунок 8.3 – График Кэш-Фло

8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учётом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

8.3.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

- чистый, дисконтированный доход;
- индекс прибыльности;
- срок окупаемости и т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утверждённых приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999 г. №2 4-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утверждёнными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г. № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.1999 г. №24-16-1/20-113;

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

Расчёты проведены с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта приняты следующие предпосылки:

1. Период прогнозирования для Богулинской ГЭС составляет 27 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2. Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2022 года.

3. Предполагается, что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.3.2 Коммерческая эффективность

Целью проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Богулинской ГЭС на реке Гонам»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости – РВ, мес.	158
Чистый приведённый доход – NPV, млн.руб.	682,6
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,14
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	12,86
Себестоимость электрической энергии, руб./ кВт · ч	0,35
Удельные капиталовложения, руб./ кВт	74792,6

По данным таблицы 8.8 видно, что доход на конец расчетного периода составит 682млн. руб. Полученная величина себестоимости электроэнергии – 0,35 руб./кВт·ч.

8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	Год реализации проекта			
	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн.руб.	0,52	0,69	0,65	16,9
В региональный бюджет, млн.руб.	0,8	2,0	3,1	49,3
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	1,3	2,7	3,8	65,3

Строительство Богулинской ГЭС обеспечит регулярное поступление денежных средств в федеральный и региональный бюджеты. С момента производства электроэнергии, денежные поступления значительно возрастут.

8.4 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- Цена сбыта представлен на рисунке 8.4;
- Ставка дисконтирования представлен на рисунке 8.5;
- Объем инвестиций представлен на рисунке 8.6.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.



Рисунок 8.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта

График показывает, что увеличение цены сбыта влечёт за собой увеличение (NPV).

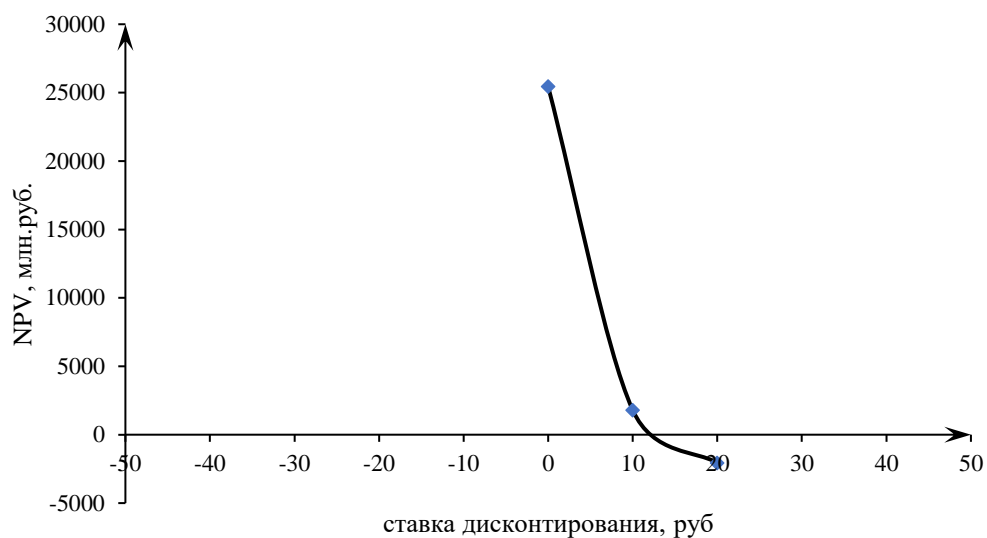


Рисунок 8.5 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

График показывает, что увеличение ставки дисконтирования влечёт за собой уменьшение величины NPV.

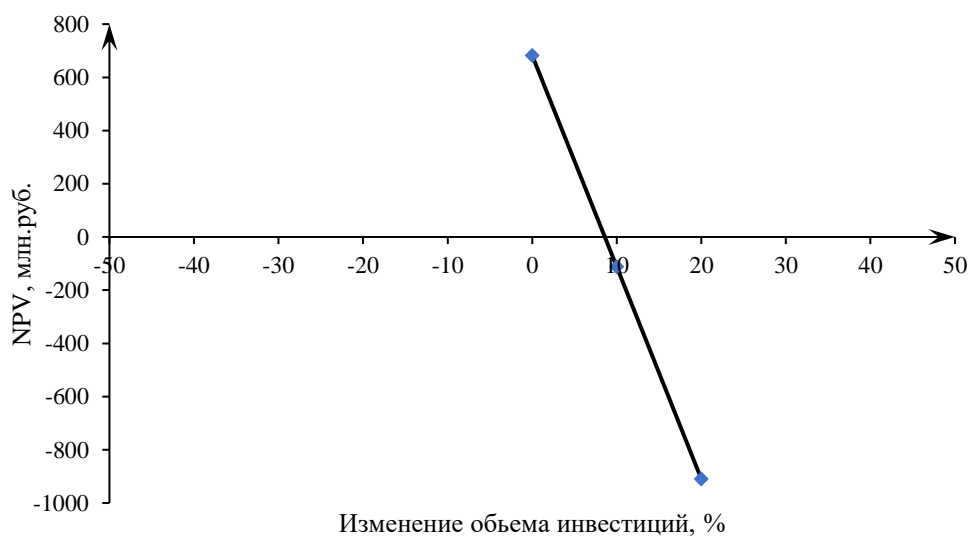


Рисунок 8.6– Сумма NPV в зависимости от изменения ставки налогов

График показывает, что увеличение объемов инвестиций влечёт за собой уменьшение величины NPV.

9 Разработка декларации безопасности конкретного гидротехнического объекта

9.1 Общие требования к обеспечению безопасности гидротехнического объекта

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;

представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;

осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;

(в ред. Федерального закона от 28.12.2013 N 445-ФЗ)

непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;

осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;

необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях;

ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

9.2 Положение о декларации безопасности гидротехнических объектов

1. Настоящее Положение устанавливает содержание декларации безопасности гидротехнического сооружения (далее - декларация безопасности), порядок ее разработки и представления на утверждение в федеральные органы исполнительной власти, уполномоченные на проведение федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений (далее - орган государственного надзора).

2. Декларация безопасности составляется собственником гидротехнического сооружения и (или) эксплуатирующей организацией (далее - декларант).

3. Федеральные органы исполнительной власти, осуществляющие функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере обеспечения безопасности гидротехнических сооружений, по согласованию с Министерством Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий с учетом предложений органов государственного надзора устанавливают форму декларации безопасности.

4. Собственник гидротехнического сооружения и (или) эксплуатирующая организация перед составлением и представлением в уполномоченные федеральные органы исполнительной власти декларации безопасности при эксплуатации гидротехнического сооружения I, II или III класса, а также при консервации и ликвидации гидротехнического сооружения I, II, III или IV класса в соответствии со статьей 9 Федерального закона "О безопасности гидротехнических сооружений" (далее - Федеральный закон) обеспечивают проведение регулярных обследований этого гидротехнического сооружения.

Для проведения регулярного обследования гидротехнического сооружения формируется комиссия с обязательным участием представителей органа государственного надзора и Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий.

5. Декларация безопасности подписывается декларантом и должна содержать:

а) общую информацию, включающую данные о гидротехническом сооружении, меры по обеспечению безопасности, предусмотренные проектной документацией, правилами эксплуатации гидротехнического сооружения, предписаниями органа государственного надзора и территориальных органов Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, сведения о величине финансового обеспечения гражданской ответственности за вред, который может быть причинен в результате аварии гидротехнического сооружения, основные сведения о собственнике и эксплуатирующей организации;

б) анализ и оценку безопасности гидротехнического сооружения, включая определение возможных источников опасности;

в) сведения об обеспечении готовности эксплуатирующей организации к локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций и защите населения и территорий в случае аварии гидротехнического сооружения;

г) порядок информирования населения, органа государственного надзора, территориальных органов Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий

стихийных бедствий, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органов местного самоуправления о возможных и возникших на гидротехническом сооружении аварийных ситуациях;

д) оценку уровня безопасности гидротехнических сооружений, а также перечень необходимых мероприятий по обеспечению безопасности;

е) порядок осуществления мероприятий по консервации или ликвидации (в случае утраты или отсутствия проектной документации) гидротехнического сооружения (при консервации или ликвидации гидротехнических сооружений).

6. К декларации безопасности прилагаются:

а) сведения о гидротехническом сооружении, необходимые для формирования и ведения Российского регистра гидротехнических сооружений, форма представления которых утверждается Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору по согласованию с Министерством транспорта Российской Федерации;

б) акт регулярного обследования гидротехнического сооружения, составленный комиссией по регулярному обследованию по форме, утверждаемой Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору и Министерством транспорта Российской Федерации в соответствии с их компетенцией;

в) расчет вероятного вреда, определяемый в соответствии с Правилами определения величины финансового обеспечения гражданской ответственности за вред, причиненный в результате аварии гидротехнического сооружения, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 3 октября 2020 г. N 1596 "Об утверждении Правил определения величины финансового обеспечения гражданской ответственности за вред, причиненный в результате аварии гидротехнического сооружения";

г) критерии безопасности гидротехнического сооружения и пояснительная записка к ним.

7. Декларация безопасности представляется декларантом в орган государственного надзора не реже одного раза в 5 лет со дня ввода гидротехнического сооружения в эксплуатацию.

Декларация безопасности также представляется:

при изменении условий эксплуатации, повлекшем снижение уровня безопасности гидротехнического сооружения, выявлении повреждений и аварийных ситуаций на гидротехническом сооружении, ухудшении условий локализации или ликвидации чрезвычайных ситуаций и защиты от них населения и территорий, смене эксплуатирующей организации

гидротехнического сооружения - в течение 6 месяцев со дня обнаружения (фиксации) соответствующего обстоятельства (события);

при изменении обязательных требований, невыполнение которых влечет превышение критериев безопасности гидротехнического сооружения, утвержденных в составе действующей декларации безопасности, если гидротехническое сооружение не соответствует таким обязательным требованиям, - в течение года со дня вступления в силу соответствующих нормативных правовых актов.

8. Орган государственного надзора рассматривает декларацию безопасности, прилагаемые к ней документы и заключение экспертной комиссии по результатам рассмотрения этой декларации безопасности и выносит решение об их утверждении или отказе в утверждении в месячный срок со дня поступления этих документов в орган государственного надзора.

При утверждении декларации безопасности и соответствующего заключения экспертной комиссии орган государственного надзора устанавливает с учетом уровня безопасности гидротехнического сооружения срок их действия, который не может превышать 5 лет.

9. Декларант вправе представить декларацию безопасности в орган государственного надзора в форме электронного документа с использованием федеральной государственной информационной системы "Единый портал государственных и муниципальных услуг (функций)".

10. Действие положений пункта 7 и абзаца второго пункта 8 настоящего Положения не распространяется на декларации безопасности гидротехнических сооружений IV класса.

11. Декларация безопасности, утвержденная органом государственного надзора, является основанием для внесения сведений о гидротехническом сооружении в Российский регистр гидротехнических сооружений и выдачи органом государственного надзора разрешения на эксплуатацию гидротехнического сооружения. Указанное разрешение выдается органом государственного надзора на срок действия декларации безопасности.

12. Декларация безопасности, разработанная в составе проектной документации, прошедшей государственную экспертизу в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности, регистрируется органом государственного надзора и является основанием для внесения сведений о гидротехническом сооружении в Российский регистр гидротехнических сооружений.

13. Декларация безопасности, содержащая информацию ограниченного доступа, представляется в соответствии с законодательством Российской Федерации.

14. Орган государственного надзора формирует и ведет базу данных деклараций безопасности и контролирует сроки представления деклараций безопасности.

9.3 Методика определения критериев безопасности ГТС

При оценке состояния систем "сооружение - основание", в ходе определения критериев безопасности ГТС, следует использовать следующие прогнозные модели:

- детерминистические (расчетные), разработанные на стадии проектирования ГТС и уточненные на стадии эксплуатации;
- статистические (регрессионные), разработанные для стадии эксплуатации ГТС;
- смешанные модели, используемые на стадии эксплуатации ГТС.

Детерминистические модели ГТС (математические расчетные модели ГТС) следует применять для получения расчетных (детерминированных) значений диагностических показателей поведения ГТС при тех или иных сочетаниях нагрузок и внешних воздействий на них, а также при расчетных значениях характеристик физических и механических свойств материалов системы "сооружение - основание".

9.3.1 критерии прочности плотины

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений, для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b,$$

где $\gamma_n = 1,20$ – коэффициент надежности по назначению для I класса сооружения;

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая;

$\gamma_c = 0,9$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию, для основного и особого сочетания нагрузок соответственно:

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_c} = \frac{1,20 \cdot 1,0 \cdot |-1733,3|}{0,9} = 2311,1 \text{ кН/м}^2. \quad (9.1)$$

$$2311,1 \text{ кН/м}^2 \leq 6000 \text{ кН/м}^2.$$

Условие выполняется.

$$R'_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma'_3|}{\gamma_c} = \frac{1,20 \cdot 1,0 \cdot |-4235,36|}{0,9} = 5647,15 \text{ кН/м}^2. \quad (9.2)$$

$$5647,15 \text{ кН/м}^2 \leq 6000 \text{ кН/м}^2.$$

Условие выполняется.

Таким образом, исходя из условий принимается бетон В10 с расчетным сопротивлением на сжатие $R_b = 6000 \text{ кН/м}^2$, укладываемый в зоне возникновения максимальных сжимающих напряжений.

9.4 Математические расчеты критерия безопасности К2 Богулинской ГЭС

9.4.1 Расчет краевых напряжений верховой грани для основного и особого сочетания нагрузок

Для основного расчетного случая:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6\sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{166156}{73,5} + \frac{6 \cdot 849840,89}{73,5^2} = -1316,87 \text{ кПа}, \quad (9.3)$$

где N – сумма всех сил, действующих на плотину;

$\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину, кН·м;

B_{Π} – ширина подошвы плотины, м.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_B^2 - \gamma_w h_B (1 - m_B^2) = -1316,87 \cdot 0 - 10 \cdot 105 \cdot (1 - 0) = -1050 \text{ кПа}. \quad (9.4)$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$h_B = 105 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_B = \text{tg}(\alpha_1) = 0$;

$\alpha_1 = 0$ – угол между плоскостью верховой грани и вертикалью.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot h_B + \sigma_y^u) \cdot m_B = (10 \cdot 105 - 1316,87) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}. \quad (9.5)$$

Максимальное растягивающее главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 - m_B^2) + \gamma_w \cdot h_B \cdot m_B^2 = -1316,87 \cdot (1 - 0) + 10 \cdot 105 \cdot 0 = -1316,87 \text{ кПа.} \quad (9.6)$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot h_B = -10 \cdot 105 = -1050 \text{ кПа.} \quad (9.7)$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0. \quad (9.8)$$

В данном случае $\sigma_y^u = -1316,87 \text{ кПа}$, $\sigma_y'^u = -1208 \text{ кПа}$, следовательно, условия выполняются.

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot h_B \quad (9.9)$$

$$|-1316,87| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 105$$

$$1316,87 \text{ кН/м}^2 \geq 262,5 \text{ кН/м}^2.$$

Условие выполняется.

Для особого сочетания нагрузок:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y'^u = -\frac{N'}{B} + \frac{6\Sigma M'}{B^2} = -\frac{171562,8}{73,5} + \frac{6 \cdot 1013103,91}{73,5^2} = -1208,99 \text{ кПа.} \quad (9.10)$$

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x'^u = \sigma_y'^u m_B'^2 - \gamma_w h_B' (1 - m_B'^2) = -1208,99 \cdot 0 - 10 \cdot 108 \cdot (1 - 0) = -1080 \text{ кПа.} \quad (9.11)$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$h_B' = 108 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_B = \text{tg}(\alpha_1) = 0$;

$\alpha_1 = 0$ – угол между плоскостью верховой грани и вертикалью.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau'_{xy}{}^u = (\gamma_w \cdot h'_B + \sigma'_{y'}{}^u) \cdot m_B = (10 \cdot 108 - 1208,99) \cdot 0 = 0 \text{ кПа.} \quad (9.12)$$

Максимальное растягивающее главное напряжение:

$$\sigma'_1{}^u = \sigma'_{y'}{}^u \cdot (1 - m_B'^2) + \gamma_w \cdot h'_B \cdot m_B^2 = -1208,99 \cdot (1 - 0) + 10 \cdot 66,5 \cdot 0 = -1208,99 \text{ кПа.} \quad (9.13)$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma'_3{}^u = -\gamma_w \cdot h'_B = -10 \cdot 108 = -1080 \text{ кПа.} \quad (9.14)$$

9.4.2 Расчет краевых напряжений низовой грани для основного и особого сочетания нагрузок

Для основного расчетного случая:

Нормальные напряжения по низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} + \frac{6\Sigma M}{B_n^2} = -\frac{166156}{73,5} - \frac{6 \cdot 849840,89}{73,5^2} = -3204,38 \text{ кПа кПа.} \quad (9.15)$$

Нормальные напряжения по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_H^2 - \gamma_w h_H (1 - m_H^2) = -3204,38 \cdot 0,62^2 - 10 \cdot 6 \cdot (1 - 0,62^2) = -1268,7 \text{ кПа,} \quad (9.16)$$

где $h_H = 6$ м– напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа

$$m_H = \operatorname{tg}(\alpha_2) = 0,62;$$

α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью, $\alpha_2 = 32^\circ$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau'_{xy}{}^t = -(\gamma_w \cdot h_H + \sigma_y^t) \cdot m_H = -(10 \cdot 6 - 1268,7) \cdot 0,62 = 749,4 \text{ кПа.} \quad (9.17)$$

Максимальное растягивающее главное напряжение:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_H^2) + \gamma_w \cdot h_H \cdot m_H^2 = -1268,7 \cdot (1 + 0,62^2) + 10 \cdot 6 \cdot 0,62^2 = -1733,3 \text{ кПа.} \quad (9.18)$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot h_H = -10 \cdot 6 = -60 \text{ кПа.} \quad (9.19)$$

Для особого сочетания нагрузок:

Нормальные напряжения по низовой грани:

$$\sigma'_{y^t} = -\frac{N'}{B_{\Pi}} - \frac{6\Sigma M'}{B_{\Pi}^2} = -\frac{849734,94}{73,5} - \frac{6 \cdot 1013103,9}{73,5^2} = -3459,39 \text{ кПа.} \quad (9.20)$$

Нормальные напряжения по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma'_{x^t} &= \sigma'_{y^t} m_{\Pi}^2 - \gamma_w h'_{\Pi} (1 - m_{\Pi}^2) = -3459,39 \cdot 0,62^2 - 10 \cdot 14 \cdot (1 - 0,62^2) \\ &= -1415,97 \text{ кПа,} \end{aligned} \quad (9.20)$$

где $h'_{\Pi} = 14$ м – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau'_{xy^t} = -(\gamma_w \cdot h'_{\Pi} + \sigma'_{y^t}) \cdot m_{\Pi} = -(10 \cdot 14 - 1415,97) \cdot 0,62 = 815,9 \text{ кПа.} \quad (9.21)$$

Максимальное растягивающее главное напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma'_{3^t} &= \sigma'_{y^t} \cdot (1 + m_{\Pi}^2) + \gamma_w \cdot h'_{\Pi} \cdot m_{\Pi}^2 = -3459,39 \cdot (1 + 0,62^2) + 10 \cdot 14 \cdot 0,62^2 \\ &= -4235,36 \text{ кПа.} \end{aligned} \quad (9.22)$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma'_{1^t} = -\gamma_w \cdot h'_{\Pi} = -10 \cdot 14 = -140 \text{ кПа.} \quad (9.23)$$

Сравнив результаты рассчитанных напряжений в плотине с критериями прочности можно сделать вывод, что плотина удовлетворяет требованиям прочности.

9.5 Схема размещения дистанционной КИА

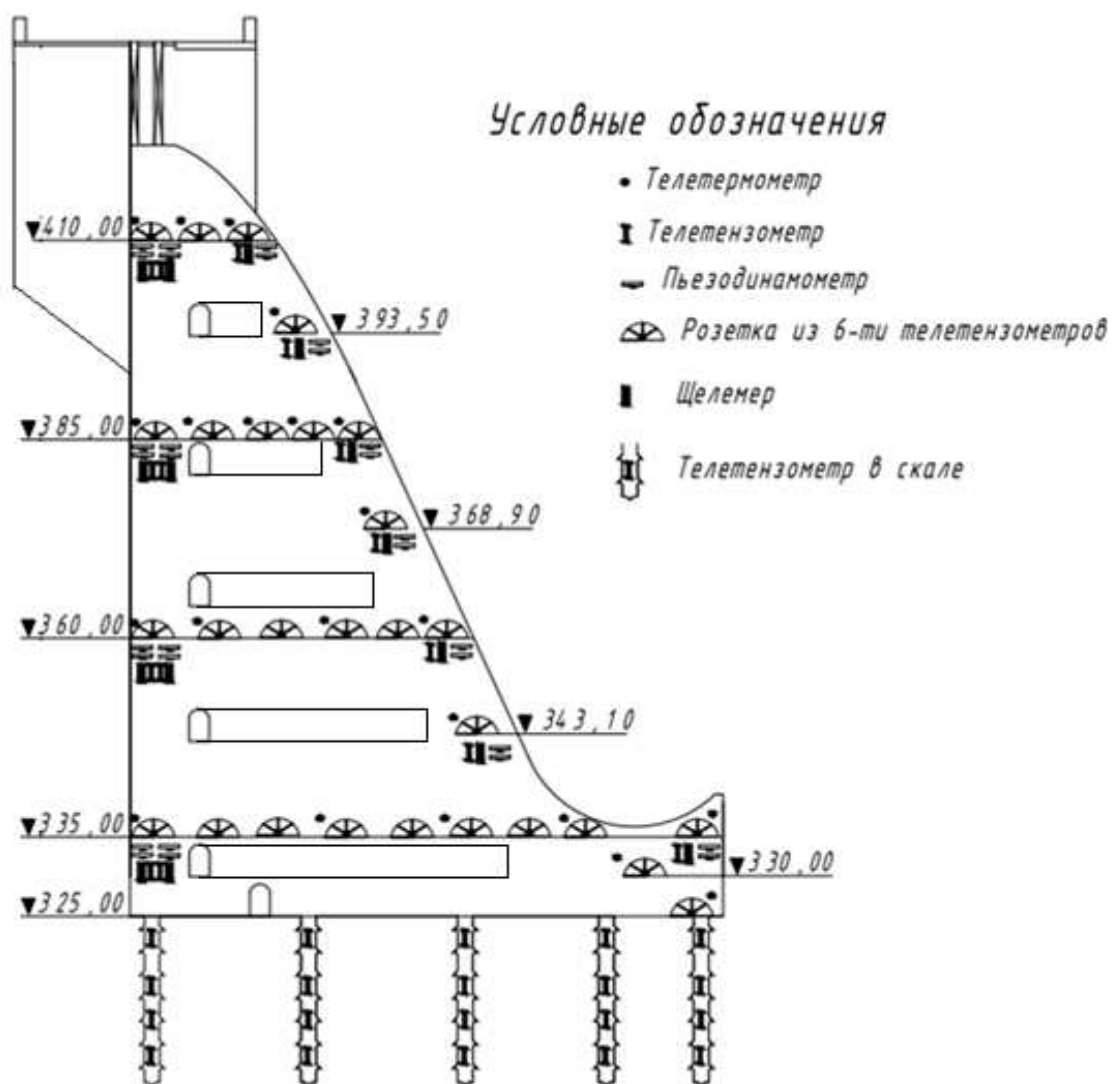


Рисунок 9.1 – схема размещения КИА

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и элементы Богулинского гидроузла на р. Гонам. В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 165 МВт и среднесуточная выработка 1,205 млрд. кВт·ч.

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

- максимальный – 99,00 м;
- расчетный – 83,30 м;
- минимальный – 72,51 м;

При выборе турбин рассматривалось два варианта: РО115-В и ПЛД115–В45°. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант гидротурбины РО 115-В-280. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 250 об/мин рассчитан гидрогенератор СВ-526/80-24.

Компоновка гидроузла была принята приплотинной с водосбросами совмещенного типа. В состав сооружения входят:

- левобережная глухая бетонная плотина;
- водосливная бетонная плотина;
- здание ГЭС;
- станционная плотина;
- правобережная глухая бетонная плотина.

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 73,5 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 325,00;
- отметка гребня плотины – 435,00;
- ширина гребня – 30,0 м.

Гашение кинетической энергии водяного потока, пропускаемого через водосливную плотину, производится способом отброшенной струи. В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и пожарной безопасности.

По технико-экономическим расчетам были получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 158 месяцев;
- себестоимость электроэнергии – 0,35 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 147095 руб./кВт.

Таким образом строительство Богулинского гидроузла в настоящее время является актуальным и выгодным с точки зрения технико-экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин К.Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – 2-е изд., испр. и доп. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
2. Александровский К.Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. 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. Нецвертный, 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) – Введ. 17.02.2019 // 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. – Введ. 17.06.2020 // 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 – Введ. 14.02.2014 // 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 Введ. 01.01.2013 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/553863434> (дата обращения: 27.05.2022).
24. 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.
25. 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).

26. Гост Р 59873-2021 Гидроэлектростанции . " Методика определения критериев безопасности для декларируемых гидротехнических сооружений". – Введ. 01.01.2022 – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200181974> (дата обращения: 27.05.2022).

27. Постановление Правительства РФ от 20.11.2020 N 1892 «О декларировании безопасности гидротехнических сооружений (вместе с «Положением о декларировании безопасности гидротехнических сооружений, Правилами проведения государственной экспертизы декларации безопасности гидротехнического сооружения»). – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/566395806> (дата обращения: 27.05.2022).

28. Приказ Ростехнадзора от 20.10.2016 N 428 «О внесении изменений в Дополнительные требования к содержанию деклараций безопасности гидротехнических сооружений и методику их составления, учитывающие особенности декларирования безопасности гидротехнических сооружений различных видов в зависимости от их назначения, класса, конструкции, условий эксплуатации и специальных требований к безопасности, утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 3 ноября 2011 г. N 625»

(Зарегистрировано в Минюсте России 09.01.2017 N 45095). – Режим доступа: <https://minjust.consultant.ru/documents/22128> (дата обращения: 27.05.2022).

29. Федеральный закон от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. от 11.06.2021) «О безопасности гидротехнических сооружений». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15265/(дата обращения: 27.05.2022).

30. СТО 17330282.27.140.004-2008 «Контрольно-измерительные системы и аппаратура гидротехнических сооружений ГЭС. Условия создания, нормы и требования». Введ. 15.04.2022 – Режим доступа: <https://gostinform.ru/proizvodstvenno-otraslevye-standarty/sto-17330282-27-140-004-2008-obj55711.html>(дата обращения: 27.05.2022).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчёты

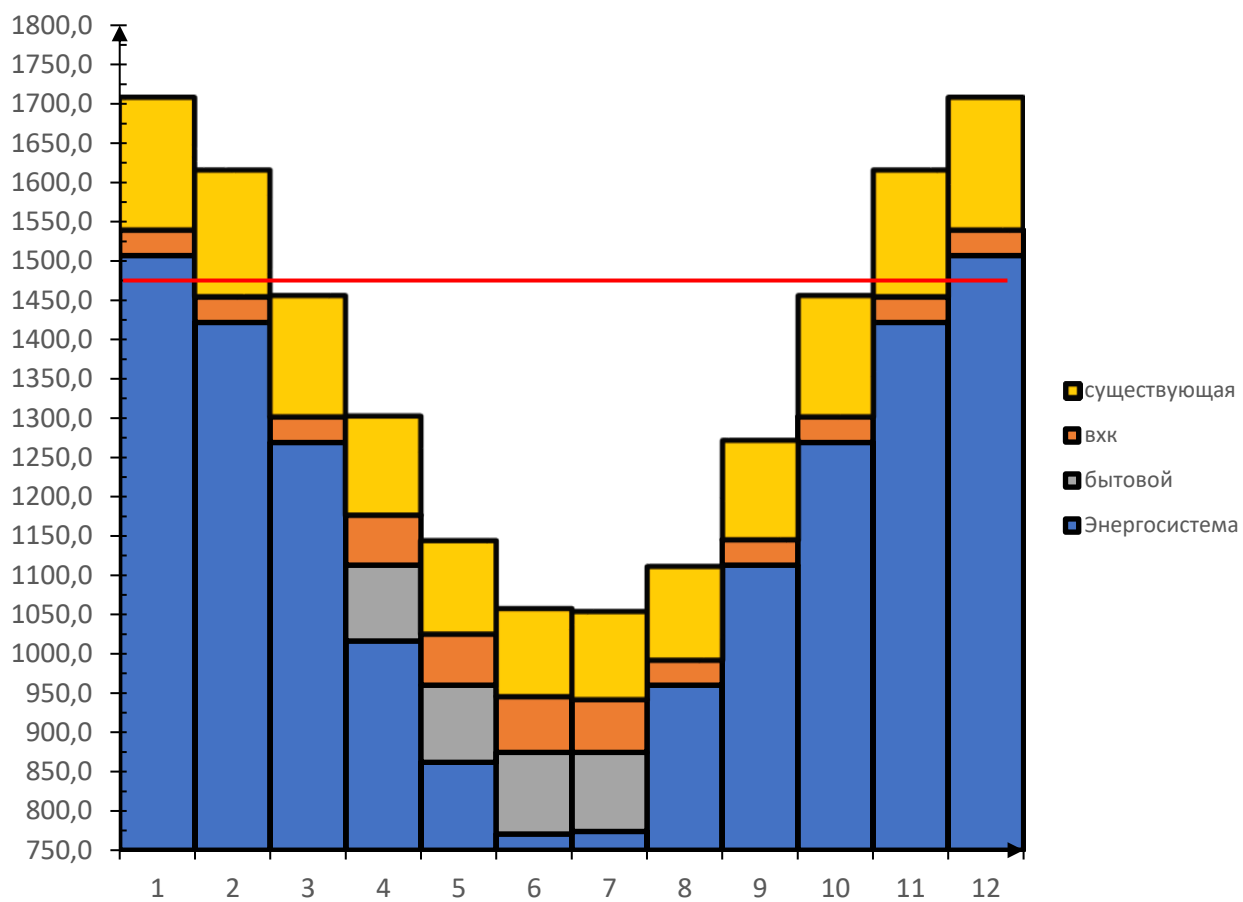


Рисунок А.1 – Баланс энергии

Продолжение приложения А

Таблица А.1 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

Месяц	$Q_{п.быт'}$, м ³ /с	$Q_{вдхр'}$, м ³ /с	$Q_{ГЭС'}$, м ³ /с	$Q_{ВХК'}$, м ³ /с	$Q_{х.сб'}$, м ³ /с	$Q_{нб'}$, м ³ /с	$V_{в-щд}$, км ³			$Z_{вб}$, м			$Z_{нб}$, м	H , м	$N_{ГЭС}$, МВт	$N_{Гар}$, МВт
							$V_{нач}$	ΔV	$V_{кон}$	$Z_{нач}$	$Z_{кон}$	$Z_{ср}$				
VIII	26,7	15	40	40	0	40	2,2	0,040	2,2	430,00	429,17	430	331,19	98	32	по ВХК
IX	21,5	20	40	40	0	40	2,2	0,052	2,1	429,17	428,06	429	331,18	97	32	по ВХК
X	16,1	25	40	40	0	40	2,1	0,067	2,0	428,06	426,58	427	331,17	96	31	по ВХК
XI	12,1	30	40	40	0	40	2,0	0,078	2,0	426,58	424,82	426	331,18	94	31	по ВХК
XII	11,7	126	135	40	0	135,3	2,0	0,337	1,6	424,82	416,77	421	332,79	88	98	98
I	11,0	145	153	40	0	153,2	1,6	0,388	1,2	416,77	404,75	411	333,00	77	98	98
II	11,7	32	40	40	0	40	1,2	0,077	1,2	404,75	401,84	403	331,19	72	24	по ВХК
III	13,0	30	40	40	0	40	1,2	0,080	1,1	401,84	398,66	400	331,18	69	22	по ВХК
IV	120,0	-83	40	40	0	40	1,1	-0,215	1,3	398,66	406,80	403	330,98	71	23	по ВХК
V	122,0	-88	40	40	0	40	1,3	-0,236	1,5	406,80	414,20	411	330,97	79	26	по ВХК
VI	129,7	-94	40	40	0	40	1,5	-0,244	1,8	414,20	420,44	417	330,97	86	28	по ВХК
VII	124,9	-84	40	40	0	40	1,8	-0,225	2,0	420,44	425,63	423	330,99	92	30	по ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году с окончательным вариантом гарантированной мощности

Месяц	$Q_{п.быт},$ м ³ /с	$Q_{вдхр},$ м ³ /с	$Q_{ГЭС},$ м ³ /с	$Q_{ВХК},$ м ³ /с	$Q_{х.сб},$ м ³ /с	$Q_{нб},$ м ³ /с	$V_{в-ща},$ км ³			$Z_{вб},$ м			$Z_{нб},$ м	$H,$ м	$N_{ГЭС},$ МВт	$N_{гар},$ МВт
							$V_{нач}$	ΔV	$V_{кон}$	$Z_{нач}$	$Z_{кон}$	$Z_{ср}$				
VIII	26,7	15	40	40	0	40	2,200	0,041	2,159	430,00	429,16	429,58	331,19	97,99	33	по ВХК
IX	21,5	20	40	40	0	40	2,159	0,053	2,107	429,16	428,03	428,60	331,19	97,00	32	по ВХК
X	16,1	26	40	40	0	40	2,107	0,069	2,037	428,03	426,49	427,26	331,19	95,67	32	по ВХК
XI	12,1	31	40	40	0	40	2,037	0,079	1,958	426,49	424,70	425,60	331,19	94,00	31	по ВХК
XII	11,7	92	101	40	0	101,1	1,958	0,246	1,712	424,70	418,95	421,83	332,34	89,09	74	74
I	11,0	100	108	40	0	108,2	1,712	0,268	1,444	418,95	411,68	415,32	332,44	82,47	74	74
II	11,7	32	40	40	0	40	1,444	0,077	1,367	411,68	409,23	410,46	331,19	78,86	26	по ВХК
III	13,0	31	40	40	0	40	1,367	0,082	1,285	409,23	406,45	407,84	331,19	76,25	25	по ВХК
IV	120,0	-83	40	40	0	40	1,285	-0,214	1,499	406,45	413,29	409,87	330,99	78,48	26	по ВХК
V	122,0	-87	40	40	0	40	1,499	-0,233	1,732	413,29	419,43	416,36	330,99	84,97	28	по ВХК
VI	129,7	-93	40	40	0	40	1,732	-0,241	1,973	419,43	425,04	422,24	330,99	90,84	30	по ВХК
VII	124,9	-84	40	40	0	40	1,973	-0,225	2,200	425,04	430,00	427,52	330,99	96,13	32	по ВХК

Продолжение приложения А

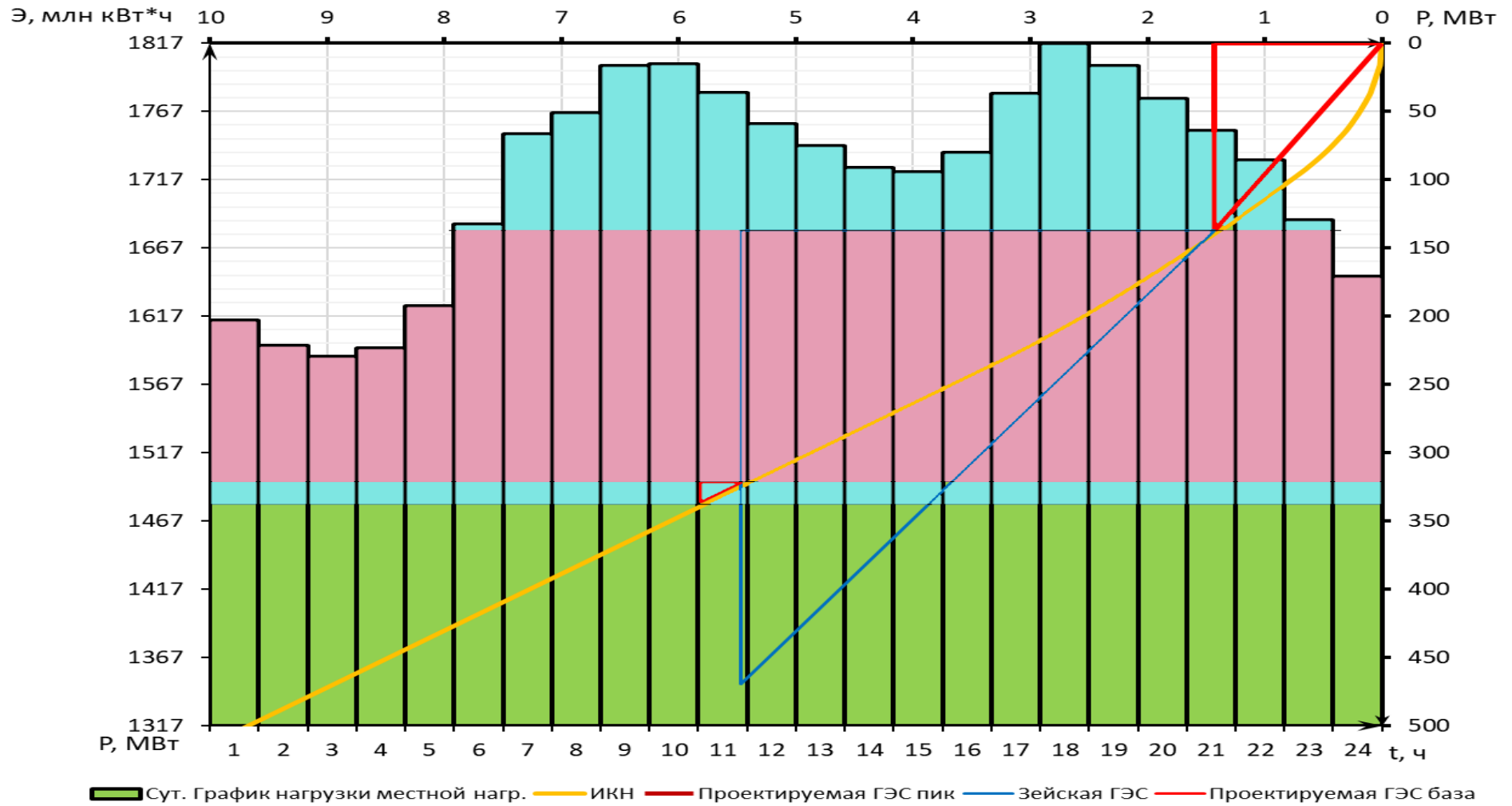


Рисунок А.2 – ИКН зимнего месяца(Январь)

Продолжение приложения А

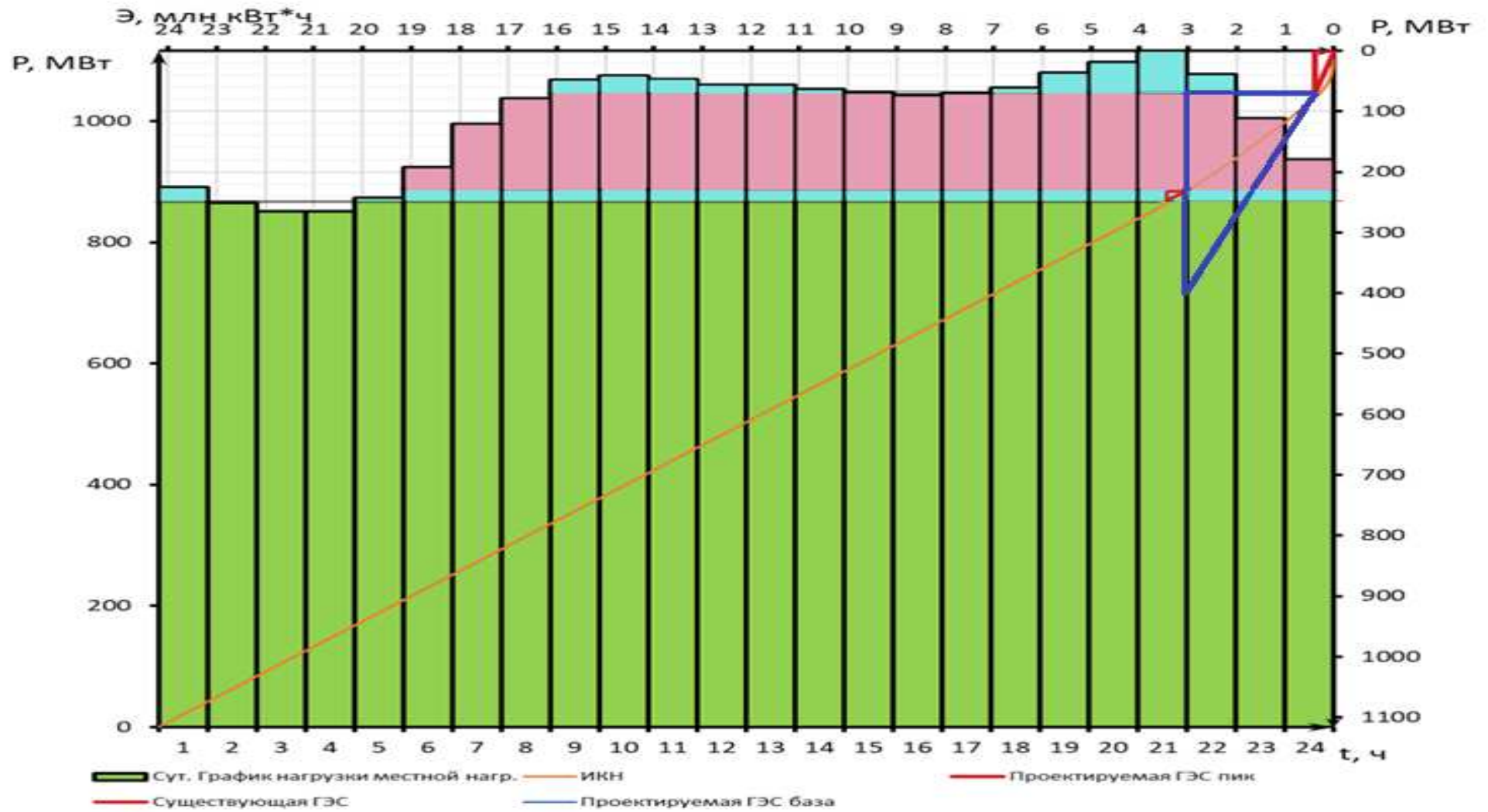


Рисунок А.3 – ИКН летнего месяца(Июль)

Продолжение приложения А

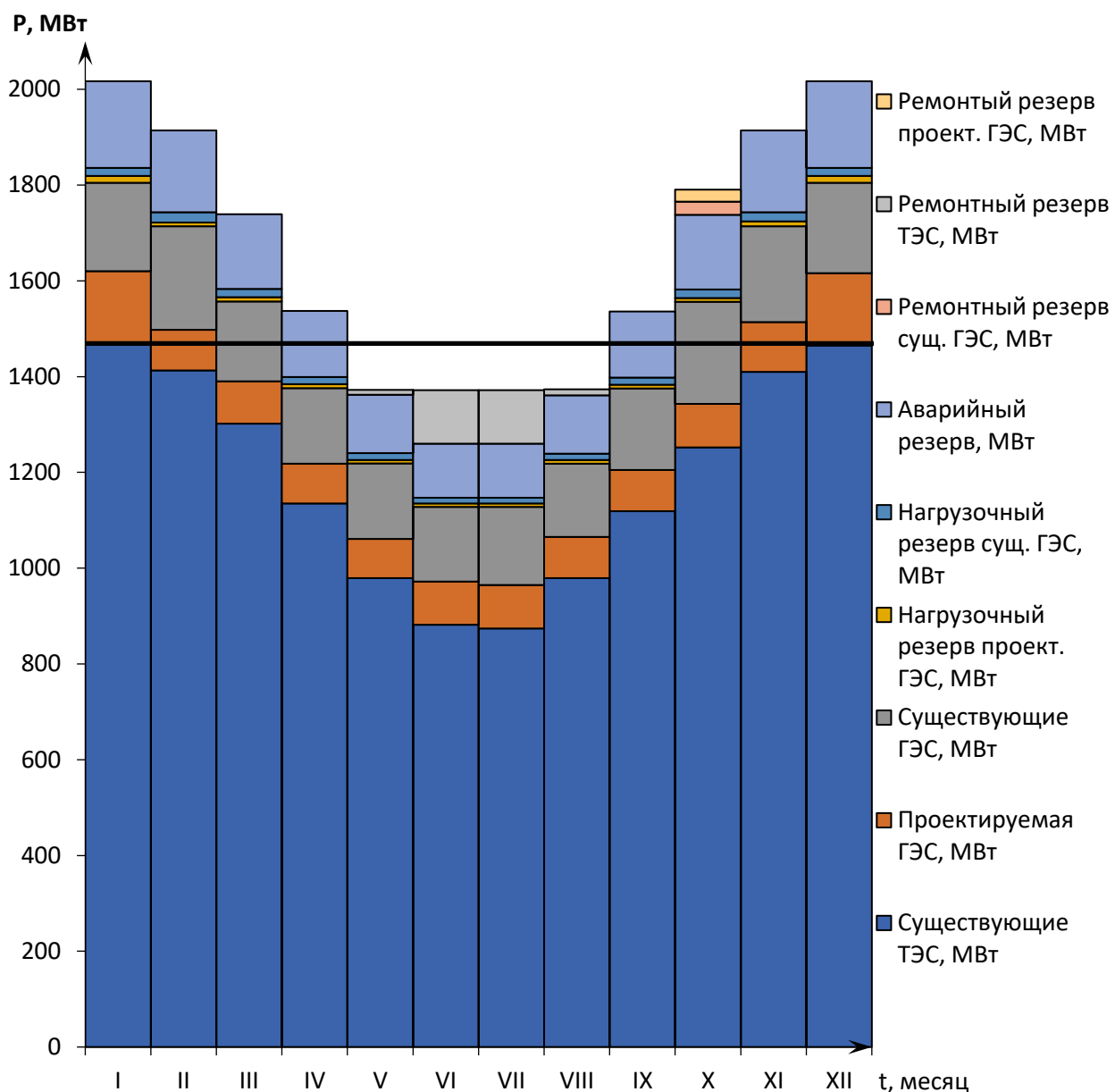


Рисунок А.4 – Баланс мощности

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Работа ГЭС с мощностями, принятыми в средневодному году

Месяц	$Q_{п.быт},$ м ³ /с	$Q_{вдхр},$ м ³ /с	$Q_{ГЭС},$ м ³ /с	$Q_{ВХК},$ м ³ /с	$Q_{х.сб},$ м ³ /с	$Q_{Нб},$ м ³ /с	$V_{в-ща},$ км ³			$Z_{вб},$ м			$Z_{Нб},$ м	$H,$ м	$N_{ГЭС},$ МВт	$N_{Гар},$ МВт	Э, млн. кВт · ч
							$V_{нач}$	ΔV	$V_{кон}$	$Z_{нач}$	$Z_{кон}$	$Z_{ср}$					
VIII	35,9	7	41	40	0	40	2,20	0,019	2,181	430,00	429,61	429,81	331,21	98,19	33	по ВХК	43,225
IX	30,2	11	39	40	0	40	2,181	0,028	2,153	429,61	429,03	429,32	331,17	97,75	32	по ВХК	41,093
X	29,6	12	39	40	0	40	2,153	0,032	2,121	429,03	428,34	428,69	331,17	97,11	32	по ВХК	41,039
XI	20,0	21	38	40	0	39,0	2,121	0,055	2,066	428,34	427,14	427,74	331,15	96,19	31	по ВХК	39,816
XII	12,0	88	97	40	0	97,6	2,066	0,236	1,830	427,14	421,77	424,46	332,28	91,77	74	74	95,817
I	16,7	90	103	40	0	103,8	1,830	0,241	1,589	421,77	415,82	418,80	332,38	86,02	74	74	95,595
II	13,9	58	69	40	0	69,1	1,589	0,141	1,448	415,82	411,80	413,81	331,80	81,61	46	по ВХК	60,174
III	14,6	61	72	40	0	72	1,448	0,163	1,285	411,80	406,45	409,13	331,86	76,86	46	по ВХК	59,478
IV	328,0	-102	227	40	0	227	1,285	- 0,263	1,548	406,45	414,69	410,57	333,29	76,88	145	по ВХК	187,57
V	434,0	-250	186	40	0	187	1,548	- 0,669	2,217	414,69	430,32	422,51	332,96	89,15	138	по ВХК	178,69
VI	216,0	-36	183	40	0	183	2,217	- 0,093	2,310	430,32	431,92	431,12	332,92	97,80	148	по ВХК	192,01
VII	125,0	39	163	40	0	163	2,310	0,104	2,20	431,92	430,00	430,96	332,74	97,82	132	по ВХК	171,14

Окончание приложения А

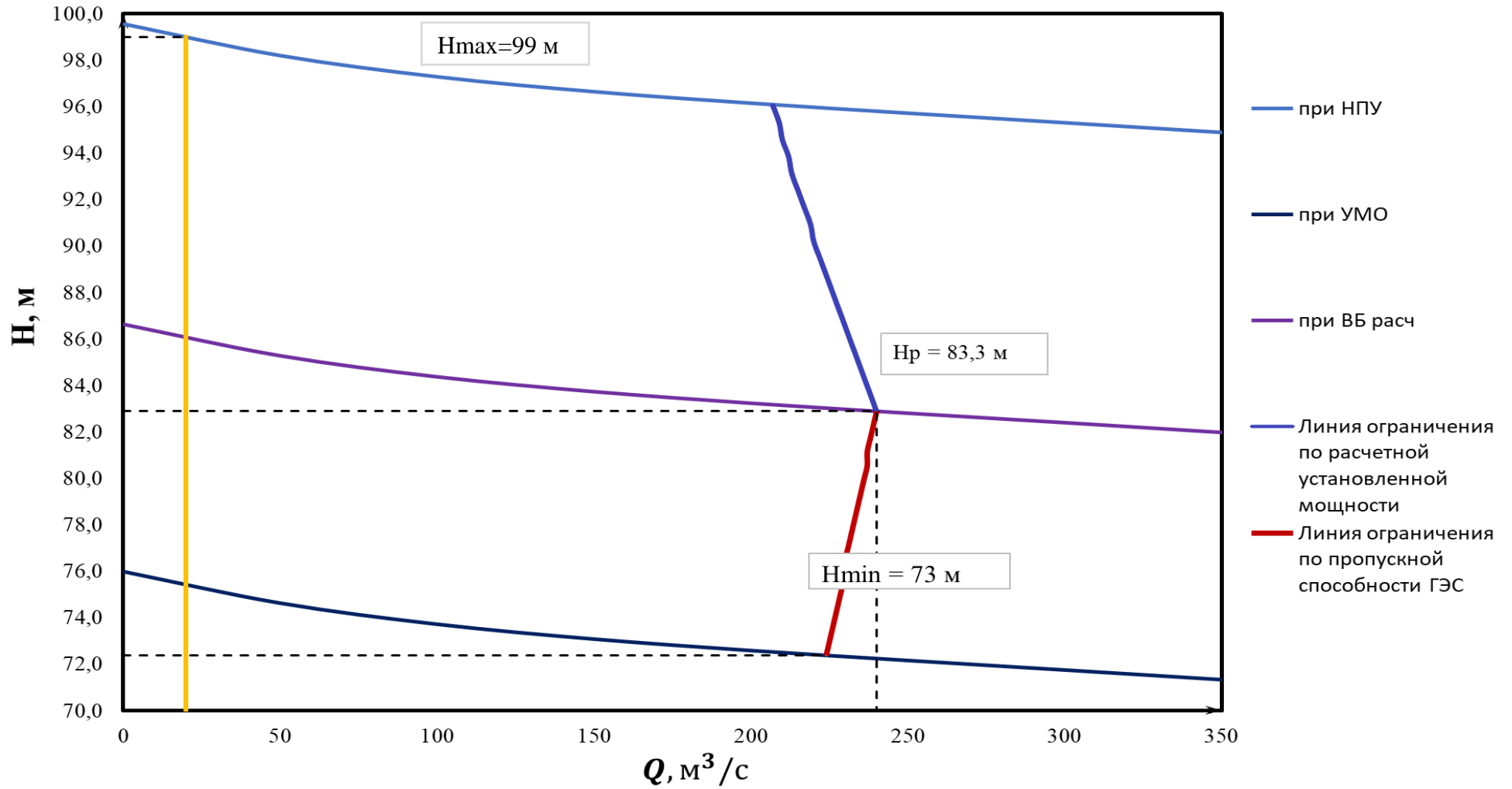
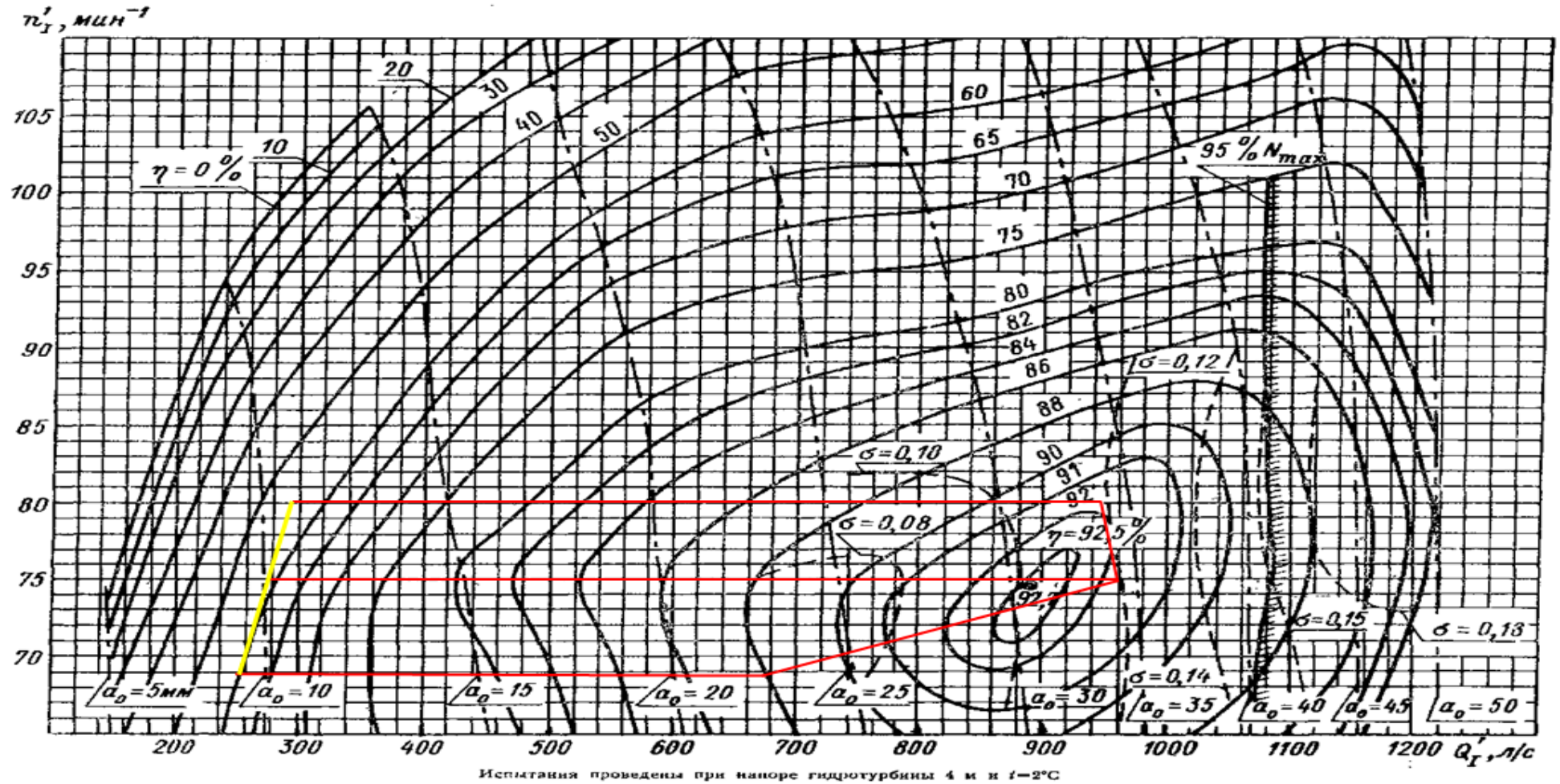


Рисунок А.5 – Режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

Универсальная характеристика гидротурбины РО 115/810-В-51,56
№ 2503 ЛМЗ



Испытания проведены при напоре гидротурбины 4 м и $t = -2^\circ\text{C}$
Рисунок Б.1 – Рабочая зона гидротурбины РО115-В-280

Продолжение приложения Б

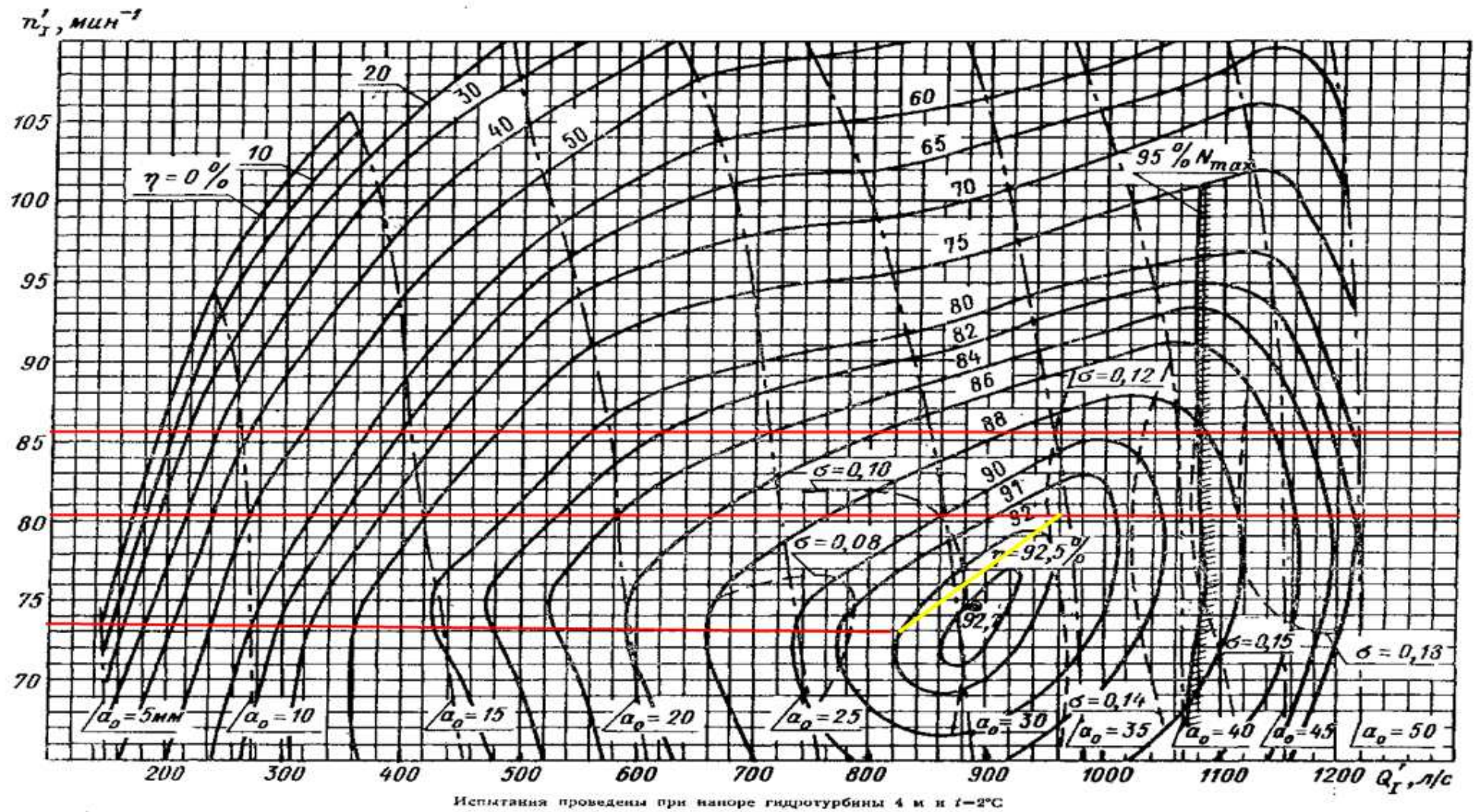


Рисунок Б.2 – Рабочая зона гидротурбины РО115-В-250

Продолжение приложения Б

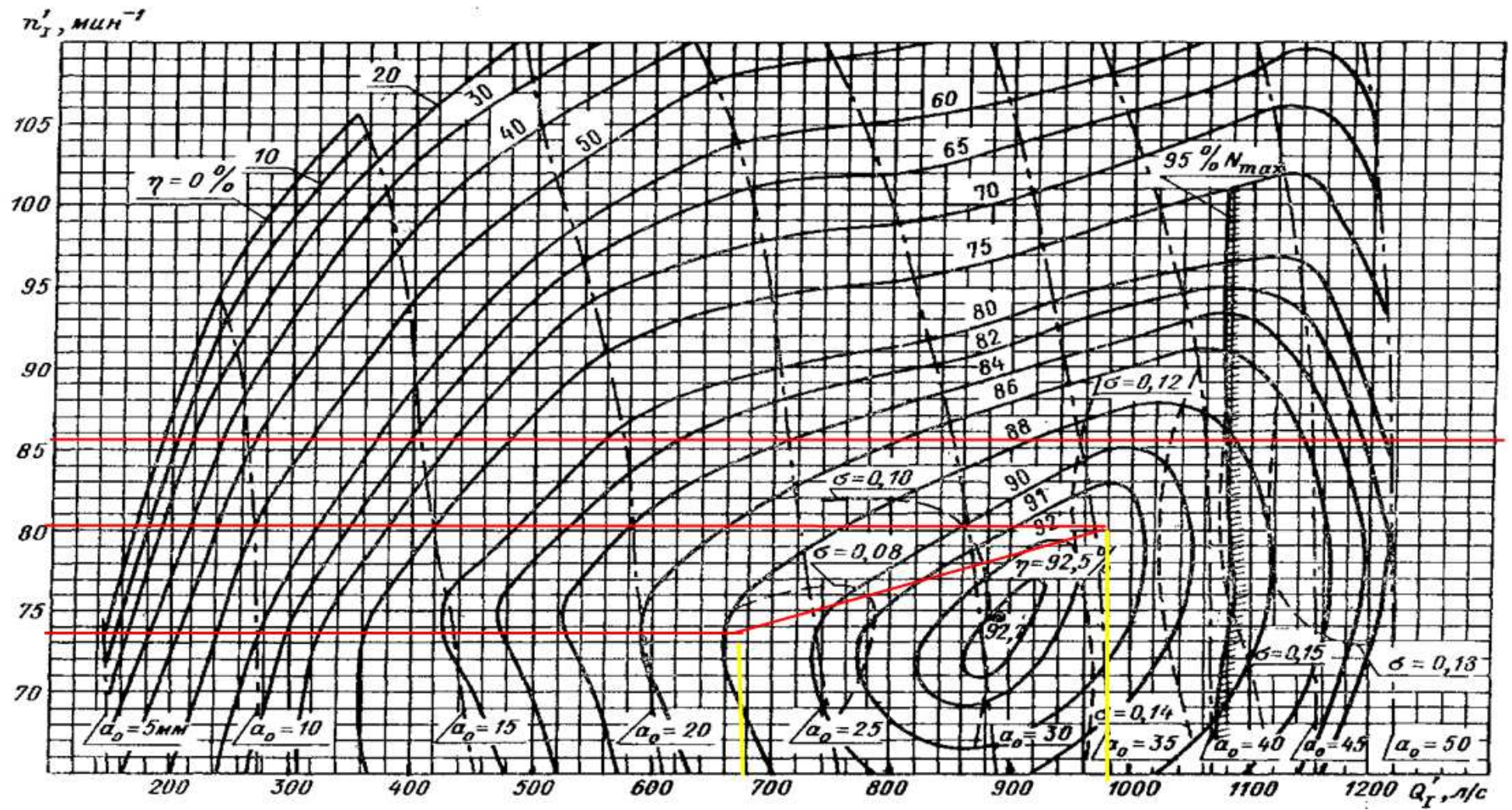


Рисунок Б.3 – Рабочая зона гидротурбины РО115-В-300

Продолжение приложения Б

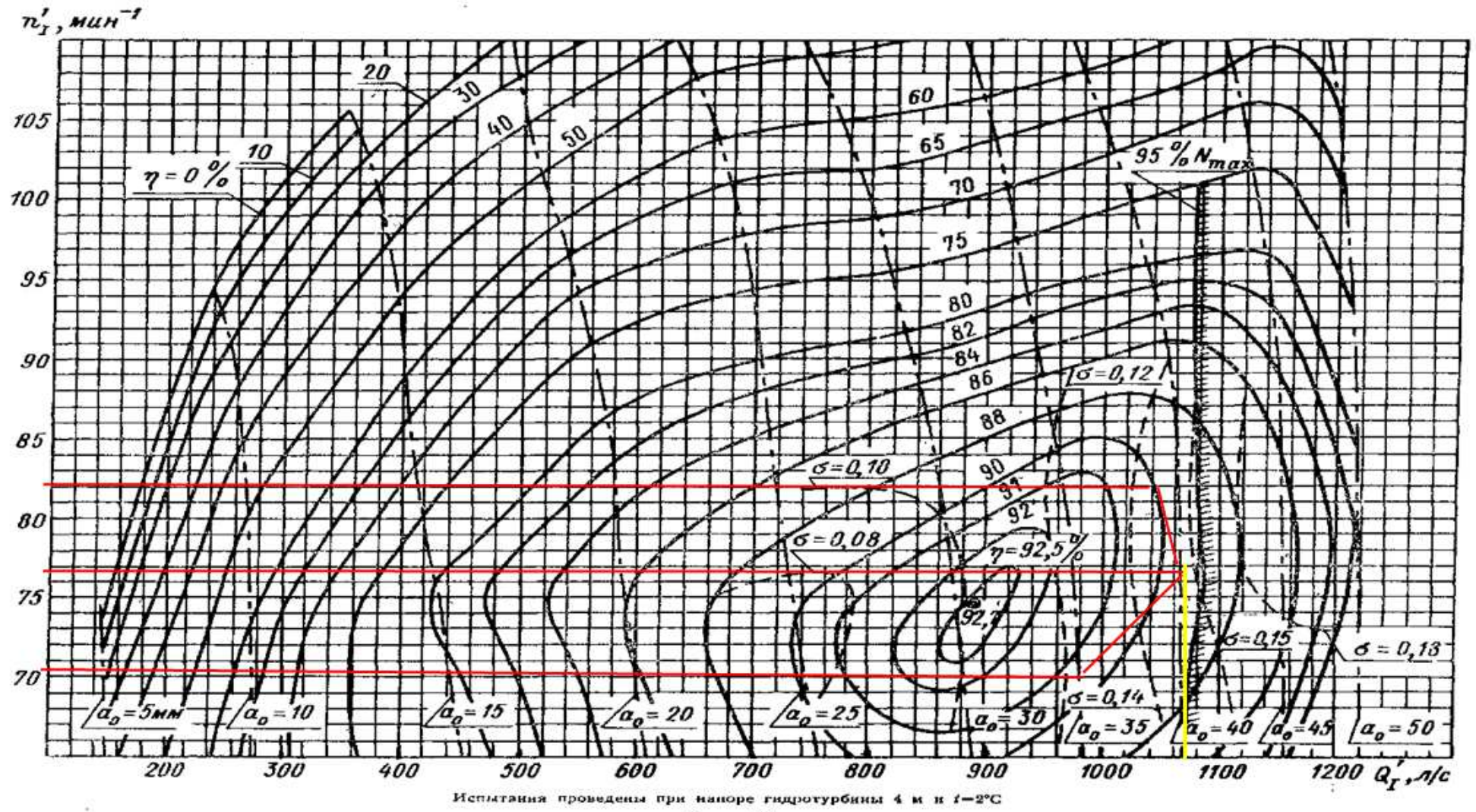
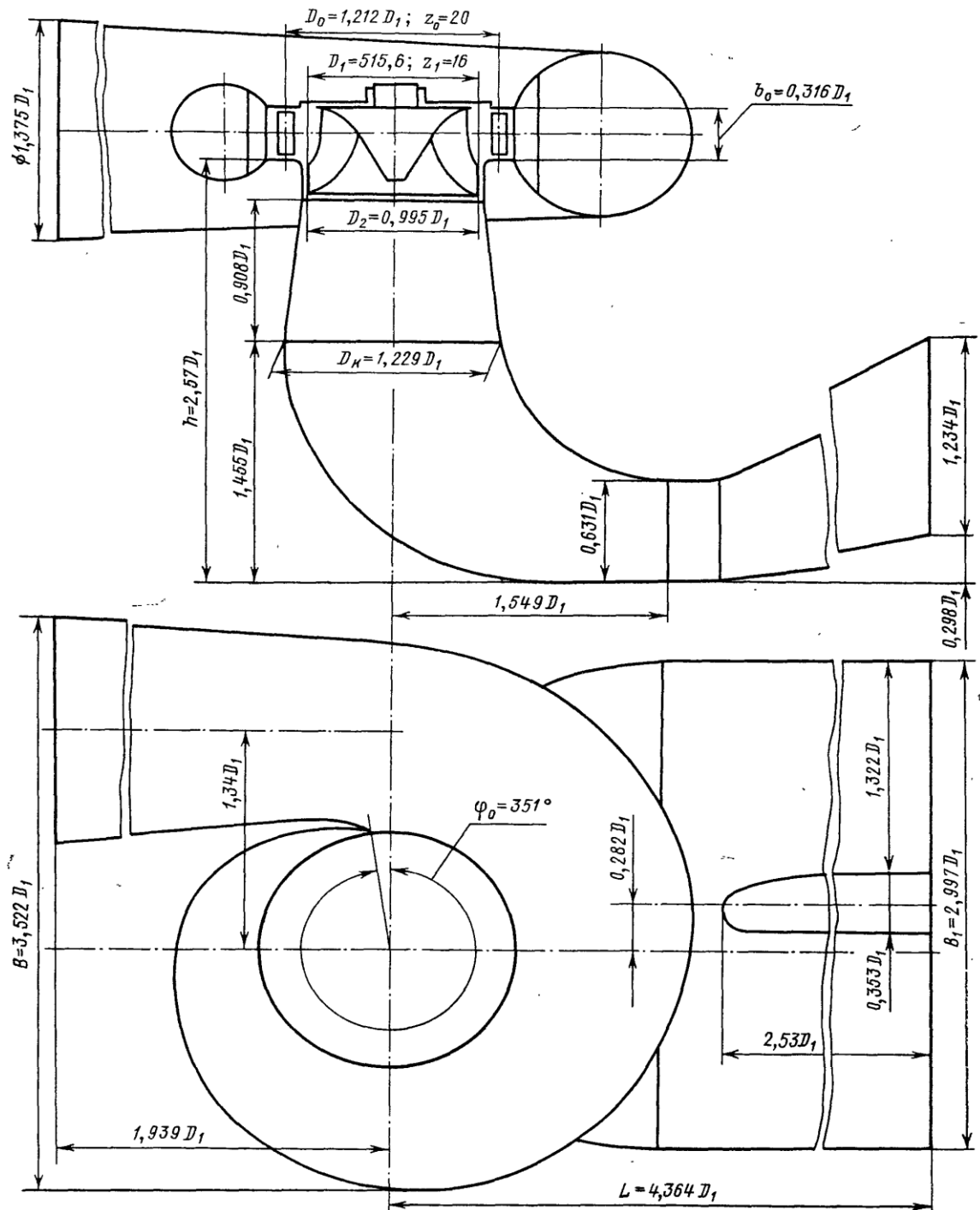


Рисунок Б.4 – Рабочая зона гидротурбины РО115-В-325

Продолжение приложения Б

Проточная часть модели гидротурбины РО 115/810-В-51,56 (к универсальной характеристике № 2503 ЛМЗ)



Черт. 49

Рисунок Б.5 – Проточная часть гидротурбины РО115 – В

Окончание приложения Б

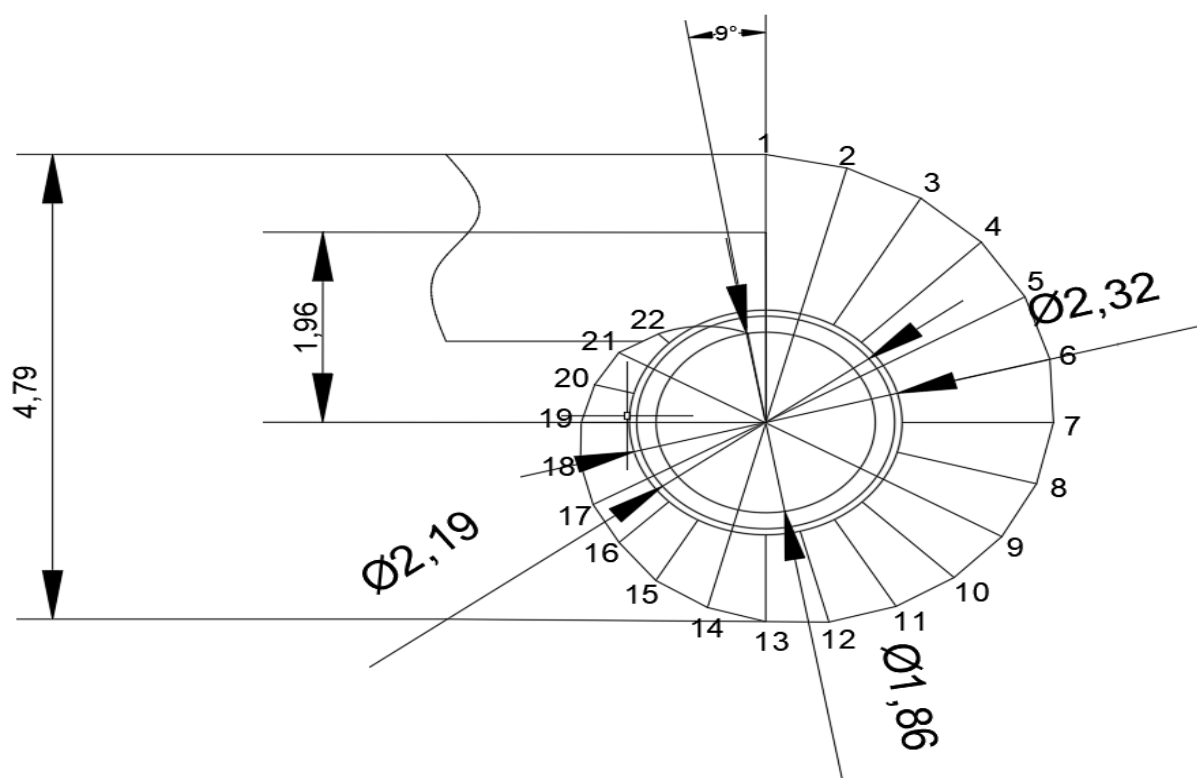


Рисунок Б.6 – Спиральная камера

ПРИЛОЖЕНИЕ В Нагрузки и напряжения

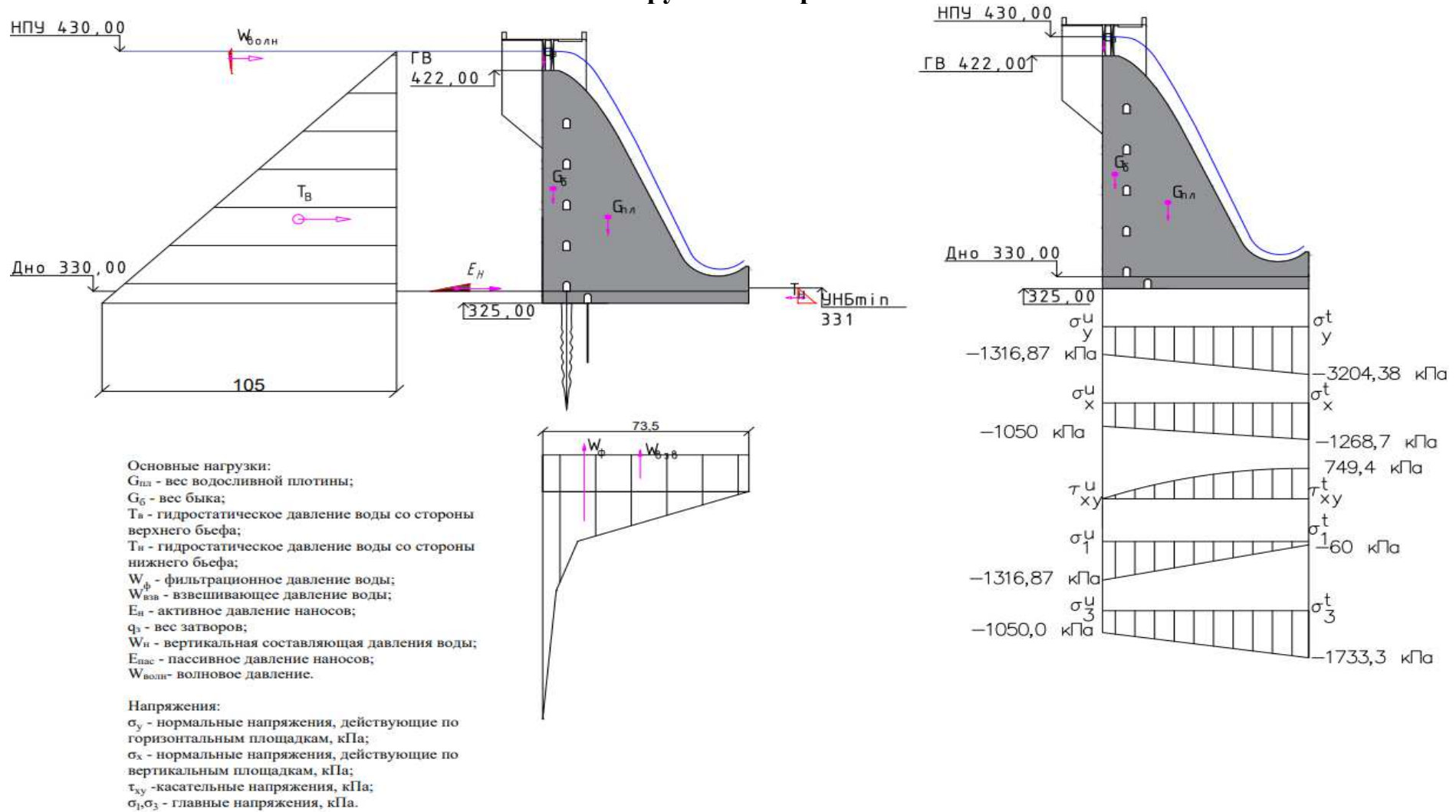


Рисунок В.1 Нагрузки и напряжения действующие при основном сочетании нагрузок

Окончание приложения В

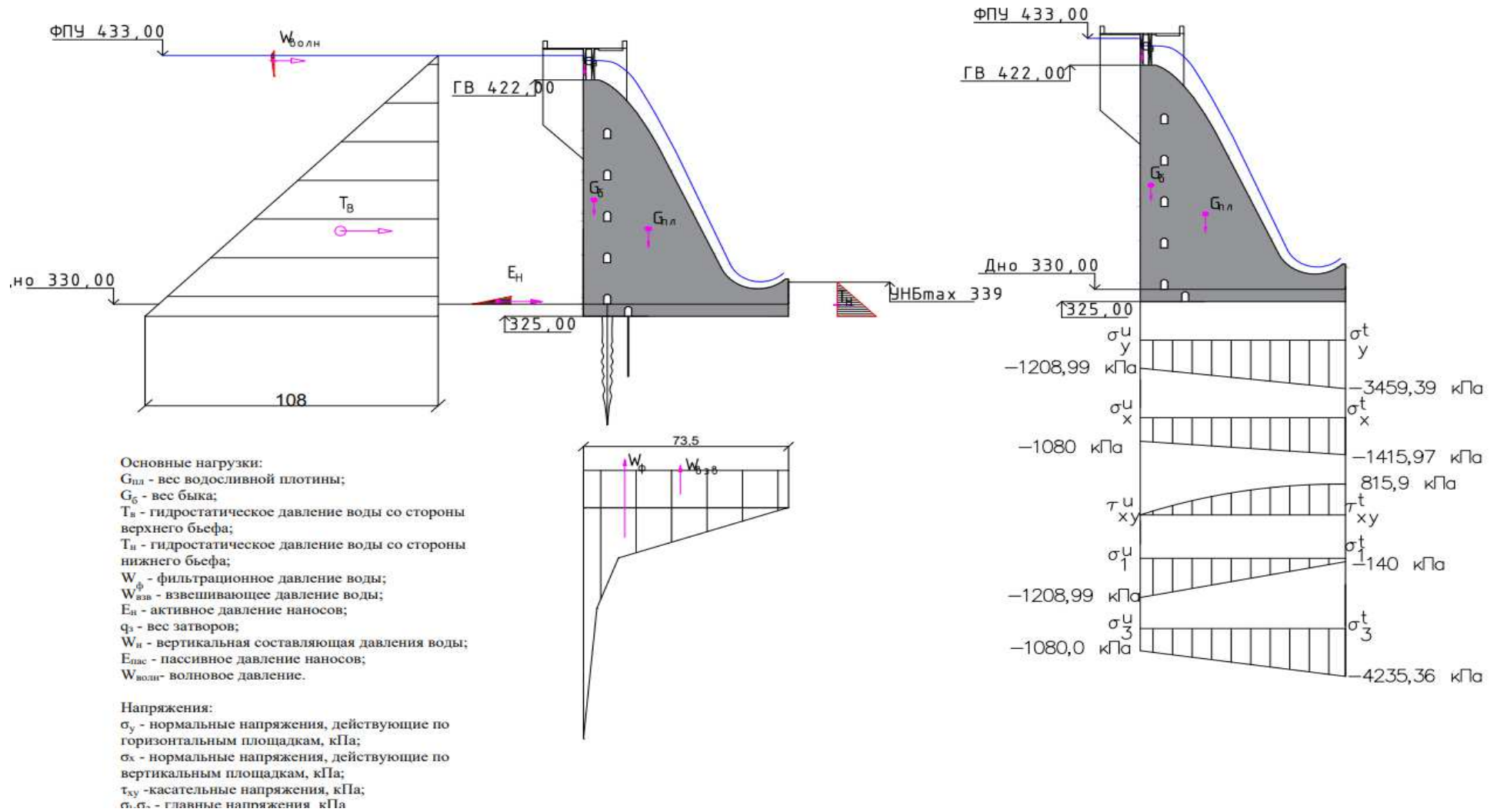


Рисунок В.2 Нагрузки и напряжения действующие при особом сочетании нагрузок

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

Кафедра гидротехнических сооружений и гидравлических машин
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Андрияс
подпись. инициалы, фамилия

« 14 » 06 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 – Строительство

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ БОГУЛИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ГОНАМ. РАЗРАБОТКА
ДЕКЛАРАЦИИ БЕЗОПАСНОСТИ КОНКРЕТНОГО ГИДРОТЕХНИЧЕСКОГО
ОБЪЕКТА

тема

Руководитель  16.06.22 Саяно-Шушенского филиала СФУ
подпись, дата должность

Доцент кафедры ГТС и ГМ

Е.Ю. Затеева
инициалы, фамилия


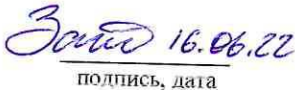

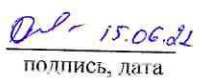





Выпускник  16.06.22
подпись, дата

К.В. Чернов
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Богулинской ГЭС на реке Гонам. Разработка декларации безопасности конкретного гидротехнического объекта».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР	 подпись, дата 14.06.22	<u>А.А. Андрияс</u> инициалы, фамилия
Водно-энергетические расчёты	 подпись, дата 16.06.22	<u>Е.Ю. Затеева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	 подпись, дата	<u>А.В. Масленникова</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	 подпись, дата 15.06.22	<u>Е.В. Фирищак</u> инициалы, фамилия
Организация и производство гидротехнических работ	 подпись, дата 16.06.22	<u>Т.Ю. Толошинова</u> инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	 подпись, дата 16.06.22	<u>В.И. Татарников</u> инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	 подпись, дата 21.06.22	<u>В.А. Кадычegov</u> инициалы, фамилия
Технико-экономическое обоснование	 подпись, дата 14.06.22	<u>В.В. Лапасова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	 подпись, дата 17.06.22	<u>К.П. Синельникова</u> инициалы, фамилия