

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидромашин»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Андрияс
подп инициалы, фамилия
«____» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 Строительство

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕРЕКСКОЙ ГЭС-2 НА РЕКЕ ТЕРЕК. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КОНСТРУКЦИОННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ДЕРИВАЦИОННОЙ ГЭС.

Руководитель _____ Кандидат технических
подпись, дата наук, доцент, зав. кафедрой А.А.Андрияс
ГТС и ГМ инициалы, фамилия
должность

Выпускник _____ В.Ю. Федорова
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа БР по теме Проектирование Терекской ГЭС-2 на реке Терек. Гидравлический расчет конструкционных элементов деривационной ГЭС.

Консультанты
по разделам:

Водно-энергетические
расчеты

Е.Ю. Затеева

подпись, дата

Выбор основного и
вспомогательного
оборудования

А.В. Масленникова

подпись, дата

Компоновка
и расчет гидротехнических
сооружений

Н.П. Ульянова

подпись, дата

Охрана труда и противопожарная
безопасность

В.Б. Затеев

подпись, дата

Технико-экономические показатели

В.В. Лапасова

подпись, дата

Мероприятия по охране
окружающей среды

В.А. Кадычегов

подпись, дата

Организация
и производство гидротехнических
работ

Т.Ю. Толошинова

подпись, дата

Нормоконтролер

А.А. Чабанова

подпись, дата

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ТЕРЕКСКОЙ ГЭС-2	8
ВВЕДЕНИЕ	10
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	11
1.1 Климат в районе проектируемой ГЭС	11
1.2 Гидрологические данные	11
1.3 Инженерно-геологические условия.....	12
1.4 Сейсмические условия	13
1.5 Данные об энергосистеме	13
1.6 Кривые связей.....	13
1.6.1 Кривые связей расхода от уровня воды	13
1.6.2 Кривые связей расхода от уровня воды	14
2 Водно-энергетические расчеты	16
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	16
2.2 Построение суточных графиков нагрузки с интегральной кривой нагрузки энергосистемы	18
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	20
2.4 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС	22
2.5 Определение рабочей мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов.	23
2.6 Определение среднемноголетней выработки	25
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	27
3.1 Построение режимного поля	27
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	28
3.3 Выбор отметки расположения рабочего колеса гидротурбины	31
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	33
3.5 Расчет вала на прочность	34
3.6 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора ...	34
3.7 Выбор кранов.....	35
4 Компоновка и сооружения гидроузла	36

4.1 Выбор класса гидротехнического сооружения.....	36
4.2 Состав и компоновка гидротехнических сооружений гидроузла.....	36
4.3 Определение отметки гребня бетонной плотины	37
4.4 Гидравлические расчеты.....	40
4.4.1 Определение ширины водосливного фронта	40
4.4.2 Определение отметки гребня водослива	41
4.4.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае 43	
4.4.4 Построение профиля водосливной плотины	43
4.4.5 Расчет сопряжений потока в нижнем бьефе	45
4.4.6 Расчет водобойного колодца	46
4.5 Конструирование плотины	48
4.5.1 Определение ширины и отметки подошвы плотины	48
4.5.2 Определение ширины гребня плотины	48
4.5.3 Разрезка плотины швами	48
4.5.4 Быки	49
4.5.5 Дренаж тела бетонной плотины	49
4.5.6 Галереи в теле плотины.....	50
4.5.8 Цементационная завеса	50
4.5.9 Дренажные устройства в основании	51
4.6 Конструирование устройств нижнего бьефа	51
4.6.1 Водобойная плита.....	51
4.6.2 Рисберма	52
4.7 Определение основных нагрузок на плотину	52
4.7.1 Вес сооружения и затворов.....	52
4.7.2 Сила гидростатического давления воды	53
4.7.3 Сила взвешивающего и фильтрационного давления.....	54
4.7.4 Давление грунта	55
4.7.5 Волновое давление	56
4.8 Оценка прочности плотины	56
4.9 Критерии прочности плотины	60
4.10 Обоснование устойчивости плотины	62
5 Технология строительства	64
5.1 Организация строительства	64

5.2 Первый этап	64
5.2.1 Расчет пропуска расходов I очереди через стесненное русло	65
5.2.2 Пропуск строительных расходов II очереди через донные отверстия в водосбросе	66
5.2.3 Конструкция перемычек	67
5.2.4 Технология возведения перемычек	68
5.3 Осушение котлована I очереди.....	69
5.3.1 Первоочередная откачка воды	69
5.3.2 Водонижение	70
5.4 Цикл земельно-скальных работ в котловане I очереди	70
5.4.1 Буровзрывные работы	71
5.4.2 Производство земляных работ.....	72
5.5 Производство бетонных работ.....	74
5.5.1 Определение объемов бетонных работ	74
5.5.2 Приготовление бетонной смеси.....	75
5.5.3 Горизонтальный транспорт бетонной смеси	75
5.5.4 Вертикальный транспорт бетонной смеси	76
5.5.6 Опалубочные работы.....	76
5.5.7 Арматурные работы	77
5.5.8 Вибрирование бетона	77
5.6 Второй этап: перекрытие русла	78
5.7 Третий этап	78
5.8 Четвертый этап	79
5.9 Пятый этап	79
5.10 Определение технологии и времени проходки деривационного туннеля ..	79
6 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Терекской ГЭС-2.	
Охрана труда и противопожарная безопасность	82
6.1 Общие сведения о районе строительства	82
6.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	83
6.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	84
6.4 Отходы, образующиеся при строительстве	86
6.4.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме	86
6.4.2 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные	87

6.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	87
6.6 Охрана труда.....	88
6.7 Пожарная безопасность	90
7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	92
7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	92
7.2 Текущие расходы по гидроузлу	92
7.3 Налоговые расходы	94
7.4 Оценка суммы прибыли	95
7.5 Оценка инвестиционного проекта	95
7.5.1 Коммерческая эффективность	95
7.5.2 Бюджетная эффективность	96
7.6 Анализ чувствительности	96
8 Гидравлический расчет конструкционных элементов деривационной ГЭС ..	99
8.1 Выбор типа и гидравлический расчет водоприемника	99
8.1.1 Выбор типа водоприемника водопроводящего тракта	99
8.1.2 Определение основных параметров водоприемника	99
8.1.3 Определение потерь напора в водоприемнике	101
8.2 Выбор типа и гидравлический расчет деривационного водовода	103
8.2.1 Выбор типа деривационного водовода	103
8.2.2 Определение диаметра туннеля	103
8.2.3 Гидравлический расчет стального напорного трубопровода.....	107
8.3 Гидравлический расчет турбинных водоводов.....	109
8.3.1 Общие сведения о турбинных водоводах	109
8.3.2 Определение диаметра турбинного водовода.....	109
8.3.3 Определение местных потерь на развилке напорного трубопровода	113
8.4 Устройство и гидравлический расчет уравнительного резервуара	114
8.4.1 Обоснование необходимости устройства уравнительного резервуара	114
8.4.2 Выбор типа уравнительного резервуара	114
8.4.3 Гидравлический расчет уравнительного резервуара.....	115
8.5 Построение напорной и пьезометрической линии	117
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	119
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	121
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Водно-энергетические расчеты	124

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ТЕРЕКСКОЙ ГЭС-2

Наименование гидроузла: Терекский гидроузел-2 на реке Терек,
Местонахождение ГЭС: Республика Северная Осетия-Алания,
Тип проектируемой установки: Гидроэлектростанция.

Характерные расходы воды:

- а) среднемноголетний 98 м³/с,
- б) всех турбин 102,2 м³/с,
- в) max с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,1%, 327,2 м³/с,
- г) max поворочный расход обеспеченностью 0,01%, 353,8 м³/с,

Параметры водохранилища:

- а) характер регулирования стока: суточный,
- б) отметки: НПУ 1030 м; УМО 1015,3 м
- в) объемы водохранилища: полный 0,00198 км³; полезный 0,00131 км³.

Напоры ГЭС:

- а) максимальный 127,7 м,
- б) расчетный 121,5 м,
- в) минимальный 113,5 м.

Энергетические характеристики:

- а) мощность установленная 102 МВт;
- б) среднемноголетняя выработка электроэнергии 532 млн. кВт.ч.

Плотины:

- а) водосливная материал бетон,
- б) левобережная глухая материал бетон,
- в) станционная приплотинная материал бетон,
- г) правобережная глухая материал бетон,
- д) общая длина по гребню 345 м, максимальная высота 41,9 м.

Водосбросные сооружения:

- а) гашение энергии при помощи водобойного колодца,
- б) число пролетов 2,
- в) общая длина 35 м.

Здание ГЭС:

- а) тип компоновки плотинно-деривационная число агрегатов 2,

Основное оборудование:

- а) тип турбины Р0140-В-224
- б) тип генератора СВ-465-210-16
- в) частота вращения 375 об/мин,

Технико-экономические показатели:

- а) период окупаемости 10 лет,
- б) себестоимость энергии 0,19 коп/кВт·ч
- в) удельные капитальные вложения 74734,62 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.

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 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Климат в районе проектируемой ГЭС

Створ проектируемой ГЭС находится в зоне умеренно-континентального климата в западной части республики Северная Осетия-Алания. Климат в этом районе характеризуется умеренно теплым летом и умеренно-сухой малоснежной зимой. Средняя температура самого теплого месяца составляет +15-17°C. Средняя температура самого холодного месяца – -3-4°C.

Направление ветра – южное.

1.2 Гидрологические данные

Река Тerek – река на Северном Кавказе, протекающая по территории двух государств – Грузии и Российской Федерации. Протяженность реки 623 км. Площадь бассейна реки – 43200 км². Скорость течения реки составляет в среднем 6-7 м/с.

Питание реки – смешанное, около 70% стока приходится на весенне-летний период. Половодье длится около 5 месяцев. Наибольшая водность в июле – августе, наименьшая – в феврале.

В таблице 1.1 приведен ряд гидрологических наблюдений в период с 1946 по 1995 год.

Таблица 1.1 – Гидрологический ряд наблюдений реки Тerek

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср. год}
1946	33	30	28	50	107	183	193	174	76	87	37	23	85
1947	19	16	39	51	109	224	233	208	103	130	25	33	99
1948	30	29	30	46	95	180	214	231	124	101	40	37	96
1949	35	30	32	48	131	199	206	199	106	146	38	31	100
1950	27	26	29	43	83	193	189	168	76	38	18	31	77
1951	17	17	19	28	74	135	149	159	77	38	30	38	65
1952	32	30	30	45	80	177	194	190	98	125	55	41	91
1953	39	37	31	47	91	180	210	200	103	77	29	36	90
1954	34	30	34	54	98	200	193	191	95	81	48	33	91
1955	28	26	36	51	89	186	188	178	85	95	39	33	86
1956	31	30	30	45	107	200	200	207	100	123	44	34	96
1957	28	17	26	29	68	125	141	132	76	47	27	27	62
1958	33	31	32	46	77	146	186	226	106	125	51	37	91
1959	34	34	31	45	87	141	210	216	93	92	20	33	86
1960	36	30	34	54	110	167	216	208	104	102	35	33	94
1961	31	30	30	44	170	243	258	234	89	67	52	31	107
1962	23	22	29	35	94	149	159	154	79	63	41	38	74
1963	37	33	30	50	96	193	209	194	111	130	64	40	99
1964	37	30	31	46	97	198	204	216	107	140	76	38	102
1965	37	36	30	48	92	175	198	193	93	140	49	42	94
1966	42	39	60	92	216	285	302	271	154	183	108	66	152
1967	34	29	29	49	112	183	225	218	116	139	74	36	104

Продолжение Таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.год}$
1968	35	30	30	51	100	158	186	179	89	77	64	22	85
1969	16	14	20	66	136	177	202	200	91	113	48	35	93
1970	30	29	31	45	82	153	189	202	112	148	84	18	94
1971	10	9	21	36	115	172	204	185	93	107	66	38	88
1972	36	30	31	51	151	279	213	212	96	95	62	40	108
1973	31	29	35	53	180	209	219	212	110	121	95	46	112
1974	37	30	30	45	177	245	204	199	103	110	26	60	106
1975	38	30	37	52	180	258	265	246	110	108	45	37	117
1976	33	25	30	38	79	132	160	161	78	59	40	36	73
1977	34	31	31	46	161	239	211	254	111	153	65	53	116
1978	45	37	32	66	162	233	230	229	127	156	64	42	119
1979	21	17	32	68	181	211	224	209	106	146	76	46	111
1980	39	30	34	62	153	206	211	200	101	88	52	45	102
1981	36	31	35	47	121	194	224	205	113	118	49	40	101
1982	39	30	28	44	119	212	236	218	110	119	46	37	103
1983	35	30	30	58	169	236	217	202	102	102	41	33	105
1984	31	24	31	50	124	175	181	168	80	74	38	36	84
1985	35	31	31	63	165	190	225	215	107	135	41	36	106
1986	36	34	38	78	217	265	275	257	137	169	94	56	138
1987	34	28	30	58	116	178	201	183	91	76	51	46	91
1988	36	30	30	56	155	216	187	201	101	115	40	37	100
1989	35	28	24	60	130	198	210	204	95	125	33	36	98
1990	15	12	30	34	70	135	204	209	106	105	55	46	85
1991	35	29	29	40	157	228	188	176	82	58	33	38	91
1992	35	30	31	47	144	200	189	247	115	89	47	47	102
1993	37	36	32	54	181	255	241	209	123	169	50	48	120
1994	36	31	31	61	123	178	223	253	132	147	44	38	108
1995	37	36	37	54	94	158	230	231	117	119	43	36	99
$Q_{ср.мес}$	32	28	31	51	125	195	209	205	102	109	50	38	$Q_{ср.мног.=} 98 \text{ м}^3/\text{с}$

Оранжевому цвету соответствует период половодья, голубому – межени.

Среднее значение стока за представленный период наблюдений составляет $98 \text{ м}^3/\text{с}$.

1.3 Инженерно-геологические условия

Согласно геологическим данным в месте расположения створа среди грунтов основания преобладают доломиты. Данный грунт характеризуется высокой прочностью, долговечностью, высокой пористостью, морозостойкостью и высокой водопроницаемостью.

Ширина по створу проектируемой ГЭС составляет 345 м. Дно в основании головного узла деривации находится на отметке 1000 м. Дно в основании здания ГЭС находится на отметке 900м.

1.4 Сейсмические условия

Согласно данным общего сейсмического районирования Российской Федерации ОСР-2016-С, сейсмичность территории республики Северная Осетия-Алания соответствует 8-10 баллам по шкале MSK-64.

1.5 Данные об энергосистеме

Терекская ГЭС-2 предназначена для работы в составе Объединенной энергосистемы Юга (ОЭС Юга) параллельно с Единой энергосистемой России.

Функции оперативно-диспетческого управления объектами электроэнергетики на территории Республики Северная Осетия-Алания осуществляют Северокавказское РДУ. В управлении и ведении Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 5284,346 МВт.

1.6 Кривые связей

1.6.1 Кривые связей расхода от уровня воды

Кривая связи расхода от уровня воды в НБ в месте размещения головного гидроузла представлена на рисунке 1.1.

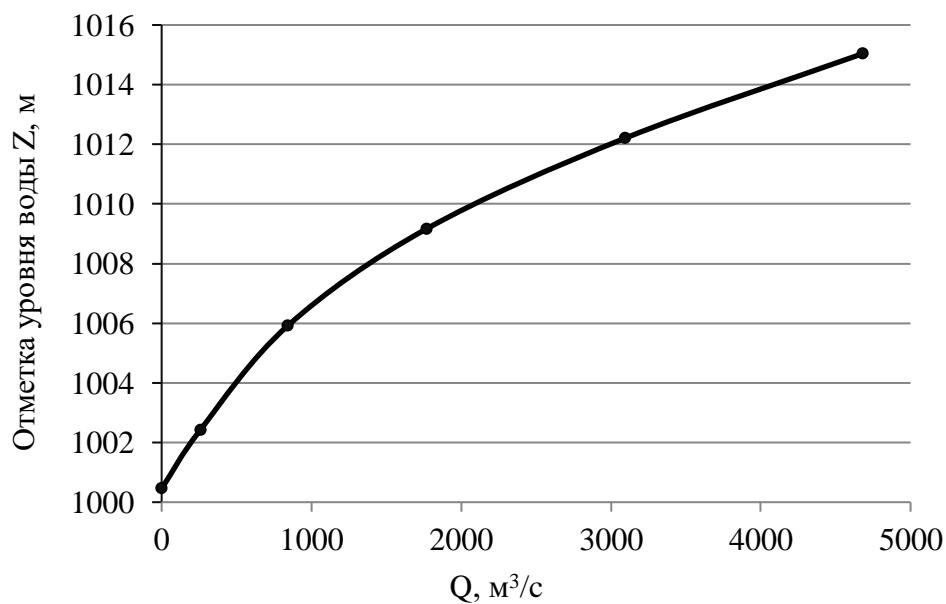


Рисунок 1.1 – Кривая связи расхода от уровня воды в НБ в месте размещения головного гидроузла

Уравнение аппроксимации для кривой связи расхода от уровня воды в НБ в месте размещения головного гидроузла представлено в формуле (1.1):

$$\begin{aligned}
 Q = & -0,0000000000000525959235152 \cdot Q^4 + \\
 & +0,00000000649758955027866 \cdot Q^3 - \\
 & - 0,0000030646925639477 \cdot Q^2 + 0,00862298098633119 \cdot Q + \\
 & + 1000,43441966397
 \end{aligned} \tag{1.1}$$

Кривая связи расхода от уровня воды в НБ в месте размещения станционного гидроузла представлена на рисунке 1.2.

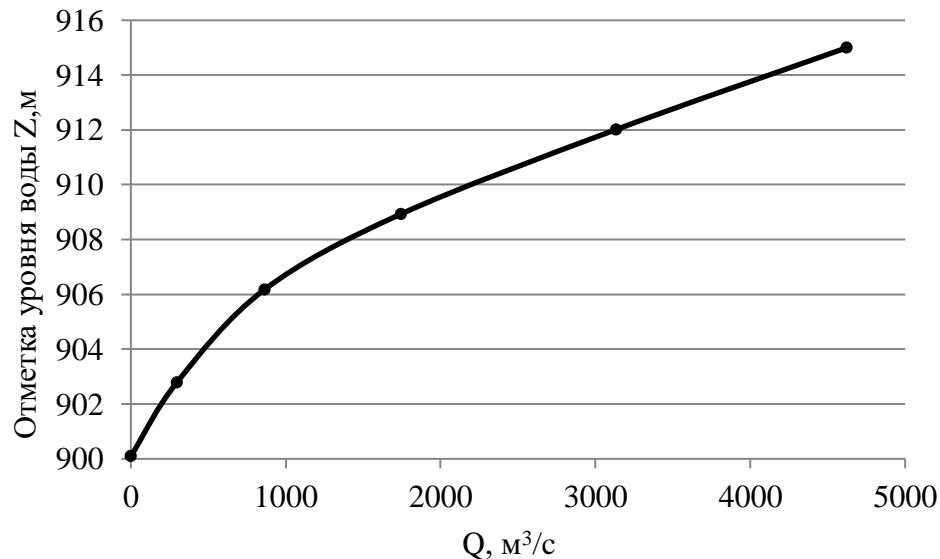


Рисунок 1.2 – Кривая связи расхода от уровня воды в НБ в месте размещения станционного гидроузла

Уравнение аппроксимации для кривой связи расхода от уровня воды в НБ в месте размещения станционного гидроузла представлено в формуле:

$$\begin{aligned}
 Z = & 0,0000000000000000000000000000206795 \cdot Q^5 - \\
 & -0,000000000000108555478245832 \cdot Q^4 + \\
 & +0,00000000121182130302655 \cdot Q^3 - 0,00000483000804507583 \cdot Q^2 + \\
 & + 0,0103787467414804 \cdot Q + 900,097514147463
 \end{aligned} \tag{1.2}$$

1.6.2 Кривые связей расхода от уровня воды

Кривая связи объема от уровня воды в ВБ представлена на рисунке 1.3.

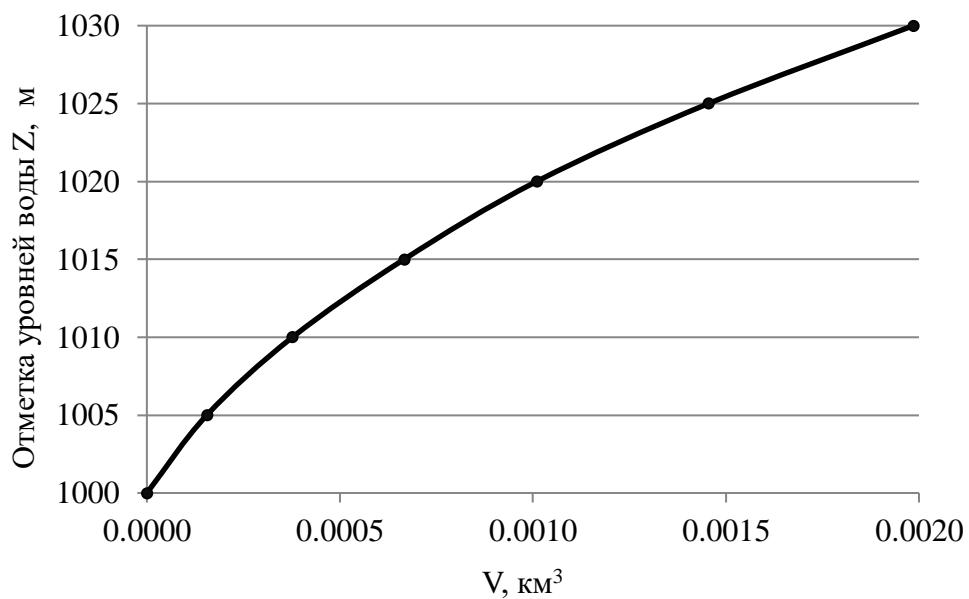


Рисунок 1.3 - Кривая зависимости объема от отметки уровня воды ВБ

$$\begin{aligned}
 Z = & -337145487163392 \cdot V^6 + 6529446182912 \cdot V^5 - \\
 & -62694014976 \cdot V^4 + 425054082 \cdot V^3 - 2219860,20703125 \cdot V^2 + \\
 & +10737,9892902374 \cdot V + 999,990631724795
 \end{aligned} \tag{1.3}$$

2 Водно-энергетические расчеты

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

Данные для выбора расчетных гидрографов взяты из таблицы 1.1.

Ранжированные данные расходов по убыванию, соответствующие межени и половодью представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

Порядковый номер	Год	$Q_{ср.год.}, \text{м}^3/\text{с}$	P, %	Год	$Q_{меж.}, \text{м}^3/\text{с}$	Год	$Q_{пол.}, \text{м}^3/\text{с}$
1	1966	152	2	1986	56	1966	249
2	1986	138	4	1966	55	1986	220
3	1993	120	6	1973	48	1993	196
4	1978	119	8	1978	48	1975	195
5	1975	117	10	1977	43	1978	190
6	1977	116	12	1993	43	1977	188
7	1973	112	14	1963	42	1979	183
8	1979	111	16	1980	42	1961	177
9	1994	108	18	1967	42	1994	176
10	1972	108	20	1972	42	1973	175
11	1961	107	22	1987	41	1972	174
12	1985	106	24	1995	41	1974	173
13	1974	106	25	1965	40	1985	173
14	1983	105	27	1994	40	1983	171
15	1967	104	29	1979	40	1982	169
16	1982	103	31	1975	40	1947	168
17	1980	102	33	1981	40	1967	166
18	1992	102	35	1970	40	1964	165
19	1964	102	37	1985	40	1949	165
20	1981	101	39	1992	40	1992	164
21	1988	100	41	1952	39	1981	163
22	1949	100	43	1954	39	1988	163
23	1995	99	45	1958	38	1980	162
24	1947	99	47	1988	38	1989	160
25	1963	99	49	1964	38	1995	158
26	1989	98	51	1974	38	1948	158
27	1948	96	53	1983	38	1956	156
28	1956	96	55	1982	37	1963	156
29	1965	94	57	1960	37	1969	153
30	1960	94	59	1953	37	1960	151
31	1970	94	61	1961	36	1965	149
32	1969	93	63	1989	36	1991	148
33	1952	91	65	1949	36	1970	148
34	1958	91	67	1956	36	1971	146
35	1991	91	69	1955	36	1958	144
36	1987	91	71	1948	35	1952	144
37	1954	91	73	1968	35	1953	144

Продолжение Таблицы 2.1

Порядковый номер	Год	$Q_{ср.год.}, м^3/с$	$P, \%$	Год	$Q_{меж.}, м^3/с$	Год	$Q_{полн.}, м^3/с$
38	1953	90	75	1984	35	1954	143
39	1971	88	76	1991	34	1987	141
40	1959	86	78	1976	34	1959	140
41	1955	86	80	1946	34	1990	138
42	1946	85	82	1969	33	1955	137
43	1968	85	84	1959	33	1946	137
44	1990	85	86	1990	32	1968	135
45	1984	84	88	1962	31	1984	134
46	1950	77	90	1947	31	1950	125
47	1962	74	92	1971	30	1962	116
48	1976	73	94	1950	29	1976	112
49	1951	65	96	1957	26	1951	105
50	1957	62	98	1951	25	1957	98

Каждому году соответствует значение обеспеченности. Красным цветом обозначен маловодный год $P=90\%$, голубым цветом – средневодный год $P=50\%$.

Обеспеченность рассчитана по формуле:

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

где m – порядковый номер члена радиированного ряда среднегодовых расходов;
 n – общее число членов ряда гидрологических наблюдений

Таблица 2.2 – Коэффициенты приведения

Обеспеченность,%	90	50
Коэффициент межени	0,9	1,05
Коэффициент половодья	1,02	1

Расчетный средневодный 1963 год без приведения и с приведением к поправке представлен в таблице 2.3. Поправка осуществляется путём умножения годового расхода на коэффициент, соответствующий средневодному и маловодному году и месяцам, соответствующим межени и половодью. Поправочные коэффициенты представлены в таблице 2.2. $Q_{год}^{90\%}$.

Таблица 2.3 – Приведенный средневодный год

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.год}$
$Q_{год}^{50\%}, м^3/с$	37	33	30	50	96	203	209	184	141	100	64	40	99
$Q_{non}^{50\%}, м^3/с$	33	30	30	45	99	206	215	189	145	103	57	36	99

Расчетный маловодный год 1950 без приведения и с приведением к поправке представлен в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Приведенный маловодный год

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.год}$
$Q_{год}^{90\%}$, м ³ /с	27	26	29	43	83	153	155	141	138	77	18	31	77
$Q_{non}^{90\%}$, м ³ /с	27	26	29	43	83	153	155	141	138	77	18	31	77

Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.1.

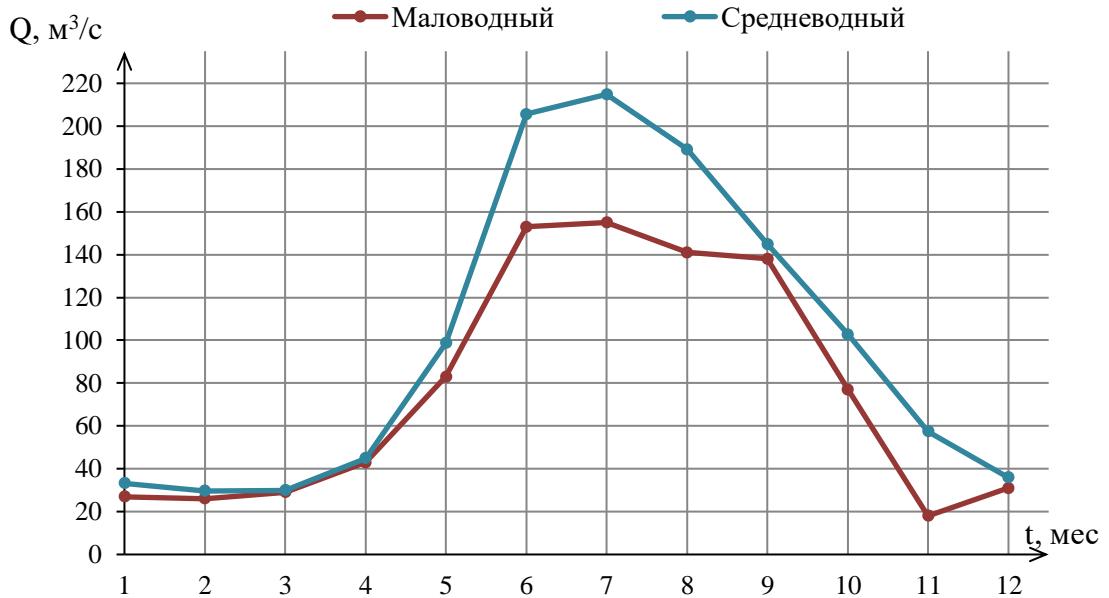


Рисунок 2.1 – Расчетный гидрограф маловодного и средневодного года

2.2 Построение суточных графиков нагрузки с интегральной кривой нагрузки энергосистемы

С сайта системного оператора [3] выбирается типичный зимний день (25.12.15), а также типичный летний (25.06.15). Далее строятся суточные графики нагрузки для зимы и лета [2].

Данные потребления электроэнергии в ОДУ Юга с пересчётом электропотребления для Северокавказского РДУ, необходимые для построения суточного графика нагрузки, представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Данные для суточного графика нагрузки

t, час	Зимние сутки		Летние сутки	
	$P_{ОДУ}$, МВт	$P_{РДУ}$, МВт	$P_{ОДУ}$, МВт	$P_{РДУ}$, МВт
1	12797	2461	8756	1684
2	11965	2301	8075	1553
3	11384	2189	7781	1496
4	11013	2118	7578	1457
5	10740	2065	7462	1435
6	10572	2033	7489	1440
7	10710	2060	7866	1513
8	11227	2159	8494	1633
9	12168	2340	9326	1793

Продолжение Таблицы 2.6

t, час	Зимние сутки		Летние сутки	
	P_{ODU} , МВт	P_{PDU} , МВт		P_{ODU} , МВт
10	12933	2487	10221	1966
11	13787	2651	10603	2039
12	14149	2721	10665	2051
13	13999	2692	10591	2037
14	13860	2665	10538	2027
15	13802	2654	10513	2022
16	13815	2657	10543	2028
17	13776	2649	10557	2030
18	14021	2696	10368	1994
19	14601	2808	10309	1983
20	14908	2867	10177	1957
21	14731	2833	10497	2019
22	14492	2787	11283	2170
23	14193	2729	10790	2075
24	13602	2616	9857	1896

Строится ИКН и совмещается с суточным графиком нагрузки энергосистемы [2]. Данные ИКН для зимы представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Данные для построения ИКН зимних суток

t, ч	P, МВт	P _{ранж} , МВт	ΔP, МВт	ΔЭ, млн.кВт·ч	ΔP _{коорд} , МВт	ΔЭ _{коорд} , млн.кВт·ч
1	2461	2867	34	0,034	0,034	34
2	2301	2833	25	0,050	0,084	59
3	2189	2808	21	0,063	0,147	80
4	2118	2787	58	0,230	0,377	138
5	2065	2729	8	0,042	0,419	146
6	2033	2721	25	0,148	0,567	171
7	2060	2696	4	0,030	0,597	175
8	2159	2692	27	0,214	0,810	202
9	2340	2665	9	0,078	0,888	210
10	2487	2657	3	0,025	0,913	213
11	2651	2654	3	0,032	0,945	216
12	2721	2651	2	0,025	0,970	218
13	2692	2649	33	0,435	1,405	251
14	2665	2616	129	1,801	3,207	380
15	2654	2487	26	0,392	3,599	406
16	2657	2461	121	1,935	5,534	527
17	2649	2340	39	0,664	6,198	566
18	2696	2301	112	2,011	8,209	678
19	2808	2189	30	0,574	8,783	708
20	2867	2159	41	0,823	9,606	749
21	2833	2118	53	1,103	10,708	802
22	2787	2065	6	0,127	10,835	807
23	2729	2060	27	0,610	11,446	834
24	2616	2033	2033	48,794	60,293	2867

Данные ИКН для летних суток представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Данные для построения ИКН летних суток

t, ч	P, МВт	P _{ранж} , МВт	ΔP, МВт	ΔЭ, млн.кВт·ч	ΔP _{коорд} , МВт	ΔЭ _{коорд} , млн.кВт·ч
1	1684	2170	95	0,095	0,095	95
2	1553	2075	24	0,048	0,143	119
3	1496	2051	12	0,036	0,179	131
4	1457	2039	2	0,009	0,188	133
5	1435	2037	7	0,033	0,221	140
6	1440	2030	3	0,016	0,237	142
7	1513	2028	1	0,007	0,243	143
8	1633	2027	5	0,038	0,282	148
9	1793	2022	3	0,028	0,310	151
10	1966	2019	25	0,248	0,558	176
11	2039	1994	11	0,125	0,683	187
12	2051	1983	17	0,203	0,886	204
13	2037	1966	8	0,110	0,996	213
14	2027	1957	62	0,862	1,857	274
15	2022	1896	102	1,532	3,389	376
16	2028	1793	110	1,754	5,143	486
17	2030	1684	50	0,857	5,999	536
18	1994	1633	81	1,450	7,450	617
19	1983	1553	40	0,764	8,213	657
20	1957	1513	16	0,327	8,540	673
21	2019	1496	39	0,820	9,360	713
22	2170	1457	17	0,377	9,737	730
23	2075	1440	5	0,119	9,856	735
24	1896	1435	1435	34,440	44,296	2170

Интегральная кривая нагрузки энергосистемы для зимних суток с учетом введенных в работу ГЭС представлена в приложении А (рисунок А.1).

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка, соответствующая месяцу в году определена по формуле [1]:

$$P_t^{\max} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.2)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

a, b – коэффициенты, определяемые по формулам соответственно:

$$a = \frac{P_{зима}^{\max} + P_{лето}^{\max}}{2}; \quad (2.3)$$

$$b = \frac{P_{зима}^{\max} - P_{лето}^{\max}}{2} \quad (2.4)$$

Данные для построения графика максимальных годовых нагрузок Северокавказского РДУ представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Данные для построения графика максимальных годовых нагрузок Северокавказского РДУ

t, мес	$P_{зима}^{\max}$, МВт	$P_{лето}^{\max}$, МВт	a	b	$\cos\alpha$	P_{\max} , МВт
1	2867	2170	2518	349	0,97	2855
2					0,71	2765
3					0,26	2609
4					-0,26	2428
5					-0,71	2272
6					-0,97	2182
7					-0,97	2182
8					-0,71	2271
9					-0,26	2427
10					0,26	2608
11					0,71	2764
12					0,97	2855

Построение графика среднемесячных нагрузок аналогично, отличием являются взятая средняя потребляемая мощность по зиме и по лету. Данные для построения графиков среднемесячных годовых нагрузок Северокавказского РДУ представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Данные для построения графика максимальных годовых нагрузок Северокавказского РДУ

t, мес	$P_{зима}^{cp}$, МВт	$P_{лето}^{cp}$, МВт	a	b	$\cos\alpha$	P_{cp} , МВт
1	2510	1846	2178	332	0,97	2499
2					0,71	2413
3					0,26	2264
4					-0,26	2092
5					-0,71	1943
6					-0,97	1857
7					-0,97	1857
8					-0,71	1942
9					-0,26	2091
10					0,26	2263
11					0,71	2412
12					0,97	2498

График среднемесячных годовых нагрузок и максимальных годовых нагрузок представлен на рисунке 2.2.

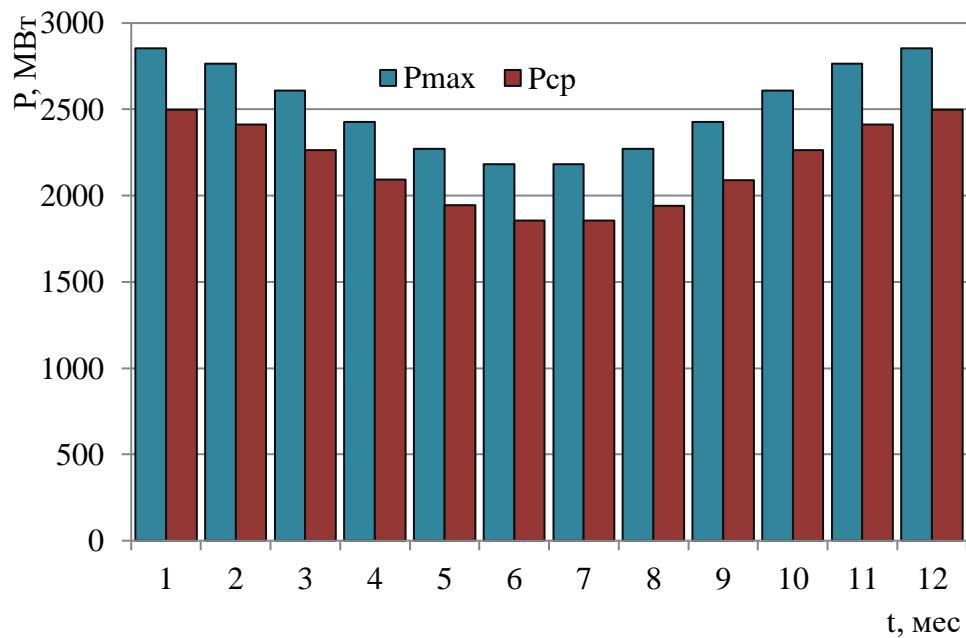


Рисунок 2.2 – График средних и максимальных мощностей

2.4 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС

Задача водно-энергетического расчёта (ВЭР) режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднемноголетнюю выработку.

Для выполнения водно-энергетического расчёта необходимо выбрать характер регулирования речного стока в створе проектируемой ГЭС, для этого определен коэффициент зарегулированности речного стока, который равен отношению полезного объёма водохранилища к среднему за многолетний период объёма годового стока ГЭС. Коэффициент зарегулированности определен по формуле:

$$\beta = \frac{V_{пол}}{W} = \frac{0,00131}{3,1} = 0,0004, \quad (2.5)$$

где $V_{пол}$ – полезный объем водохранилища, равный разнице объемов при НПУ и УМО, $V_{пол} = 0,002 \text{ км}^3$;

W – значение годового стока ГЭС, рассчитываемое по формуле:

$$W = \frac{Q_{ср.год} \cdot t}{10^9} = \frac{98 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^9} = 3,1 \text{ км}^3, \quad (2.6)$$

где $Q_{ср.год}$ – среднегодовой расход, $\text{м}^3/\text{с}$;

t – время годового стока, сек.

При $\beta=0,01$ и менее водохранилище имеет суточный характер регулирования стока. Так как $\beta=0,0004$, то в выбранном створе ГЭС будет

иметь суточный характер регулирования речного потока.

Сработка водохранилища начинается с ноября.

В те месяцы, когда полезный расход превышает максимальный расход, пропускаемый через турбину, необходимы холостые сбросы. При введении холостых сбросов весь месяц уровень воды в водохранилище придерживается на уровне НПУ, из этого следует, что расчет сработки-наполнения в эти месяцы не требуется.

Водно-энергетический расчёт для каждого месяца проектируемой ГЭС в средневодном году приведен в Приложении А (Таблица А.1 – А.8). График сработки – наполнения водохранилища суточного регулирования представлен на рисунке 2.3.

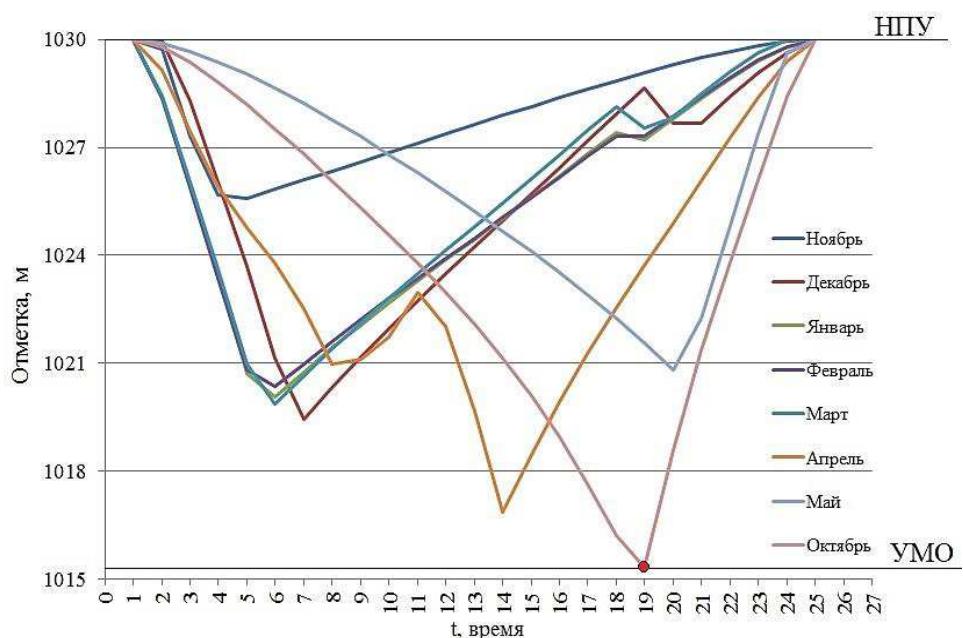


Рисунок 2.3 – График сработки – наполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном году

После выполнения водно-энергетического расчёта сработки – наполнения водохранилища ГЭС в маловодный год получена отметка $\bar{V}UMO = 1015,3$ м и рассчитан полезный объём водохранилища, который составил $V_{\text{полезн}} = 0,00131$ км^2 . Также из условий маловодного года определена рабочая мощность проектируемой Терекской ГЭС-2.

2.5 Определение рабочей мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов.

Выбор рабочей мощности для ГЭС с водохранилищем суточного регулирования осуществляется в соответствии с водно-энергетическими расчетами за сутки каждого месяца.

Максимальная рабочую мощность $N_{\text{раб}}^{\max}$ выбрана по ноябрю, $N_{\text{раб}}^{\max} = 98$ МВт.

Согласно максимальной рабочей мощности рассчитан нагрузочный резерв для проектируемой ГЭС. Нагрузочный резерв системы равен 4 % от $P_{раб}$, аварийный резерв составляет 8% от P_t^{max} .

Нагрузочный резерв проектируемой ГЭС:

$$N_{pes} = 0,04 \cdot N_{раб}^{\max} = 0,04 \cdot 98 = 4 \text{ МВт} \quad (2.7)$$

Установленная мощность ГЭС определена по формуле:

$$N_{ycm}^{ГЭС} = N_{pes} + N_{раб}^{\max} = 4 + 98 = 102 \text{ МВт} \quad (2.8)$$

Данные баланса мощности сведены в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	ЭС	Сущ. ГЭС			Проект. ГЭС			ТЭС		
		$N_{раб}$, МВт	$N_{н.п.}$, МВт	$N_{рем.}$, МВт	$N_{раб}$, МВт	$N_{н.п.}$, МВт	$N_{рем.}$, МВт	$N_{раб}$, МВт	$N_{н.п.}$, МВт	$N_{рем.}$, МВт
1	2855	285	6		98	4		2472	228	
2	2765	279	6		98	4		2388	221	
3	2609	270	5		98	4		2241	209	
4	2428	261	5		98	4		2069	194	
5	2272	255	5		98	4		1919	182	309
6	2182	249	5		98	4		1835	175	309
7	2182	249	5		98	4		1835	175	309
8	2271	255	5		98	4		1918	182	309
9	2427	261	5	48	98	4		2068	194	
10	2608	270	5		98	4	16	2240	209	
11	2764	279	6		98	4		2387	221	
12	2855	285	6		98	4		2472	228	

Установленная мощность ТЭС определена в виде суммы:

$$N_{ycm}^{TЭС} = N_{a.p.}^{TЭС} + N_{n.p.}^{TЭС} + N_{раб}^{TЭС} \quad (2.9)$$

Баланс мощности энергосистемы представлен на рисунке 2.4

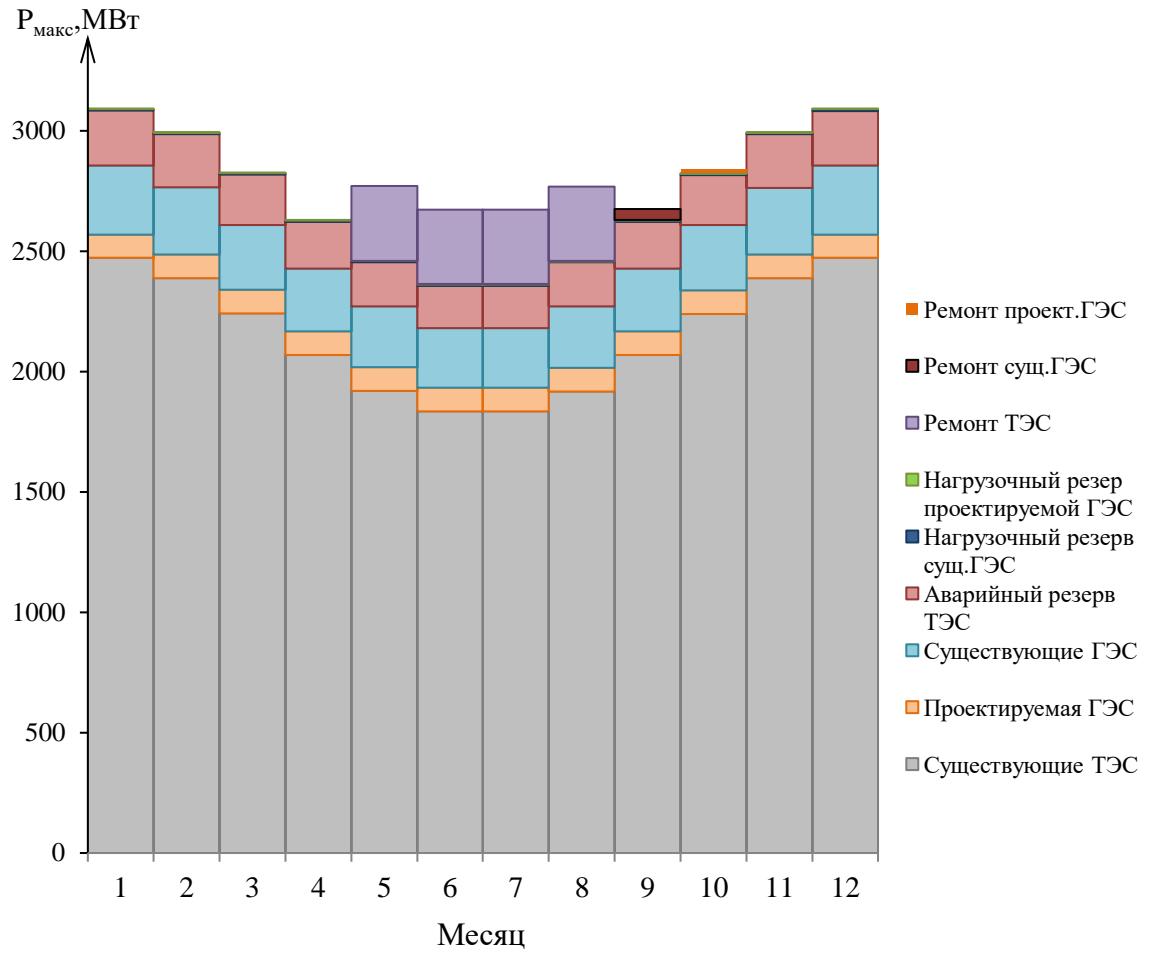


Рисунок 2.4 – Баланс мощности энергосистемы

2.6 Определение среднемноголетней выработки

При суточном регулировании среднемноголетняя выработка рассчитывается путем вычисления согласно данным сработки-наполнения маловодного года.

В каждом месяце в итоге ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году определены рабочие мощности каждого часа и соответствующие им выработки по следующей формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{сур}} = \sum_1^{24} \mathcal{E}_{\text{час}} \quad (2.9)$$

Для определения среднемесячной выработки сумма выработок каждого часа умножена на количество дней в месяце. Среднемноголетняя выработка является суммой всех среднемесячных выработок. Расчет сведен в таблицу 2.11.

Таблица 2.11 – Определение среднемноголетней выработки

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\sum \mathcal{E}_{час}$ млн.кВт·ч	0,66	0,64	0,71	1,04	2	2,34	2,34	2,34	2,34	1,82	0,45	0,76
$\mathcal{E}_{мес},$ млн.кВт·ч	21	18	22	31	61	70	73	73	70	55	14	24
$\bar{\mathcal{E}},$ млн.кВт·ч	532											

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Для определения области допустимых режимов ГЭС построено режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Определены следующие ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, найденное по формуле:

$$N_{yctm.pacu} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}, \quad (3.1)$$

где k_N – коэффициент мощности, равный $k_N = 8,8$.

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС определяется по формуле:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{\max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{pacu}^N}}, \quad (3.2)$$

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

3) Ограничение по минимальному расходу $Q_{min}=Q_{BXK}=10\text{м}^3/\text{с}$.

Расчет режимного поля сведен в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Расчет режимного поля

Кривые связи НБ для зимы и лета		Напорные характеристики			Линия ограничения по установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Z_{нб}$, м	$H_{нпу}$, м	$H_{умо}$, м	$H_{збб1}$, м	H , м	Q , $\text{м}^3/\text{с}$	H , м	Q , $\text{м}^3/\text{с}$
0	900,10	128,60	114,40	122,38	89,0	127,68	93,50	121,54
20	900,30	128,40	114,20	122,18	90,0	126,26	93,11	120,54
40	900,51	128,19	113,99	121,97	91,0	124,88	92,73	119,54
60	900,70	128,00	113,80	121,78	92,0	123,52	92,34	118,54
80	900,90	127,80	113,60	121,58	93,0	122,19	91,95	117,54
100	901,09	127,61	113,41	121,39	93,5	121,54	91,56	116,54
120	901,28	127,42	113,22	121,20			91,16	115,54
140	901,46	127,24	113,04	121,02			90,77	114,54
160	901,64	127,06	112,86	120,84			90,37	113,54

Режимное поле показано на рисунке 3.1

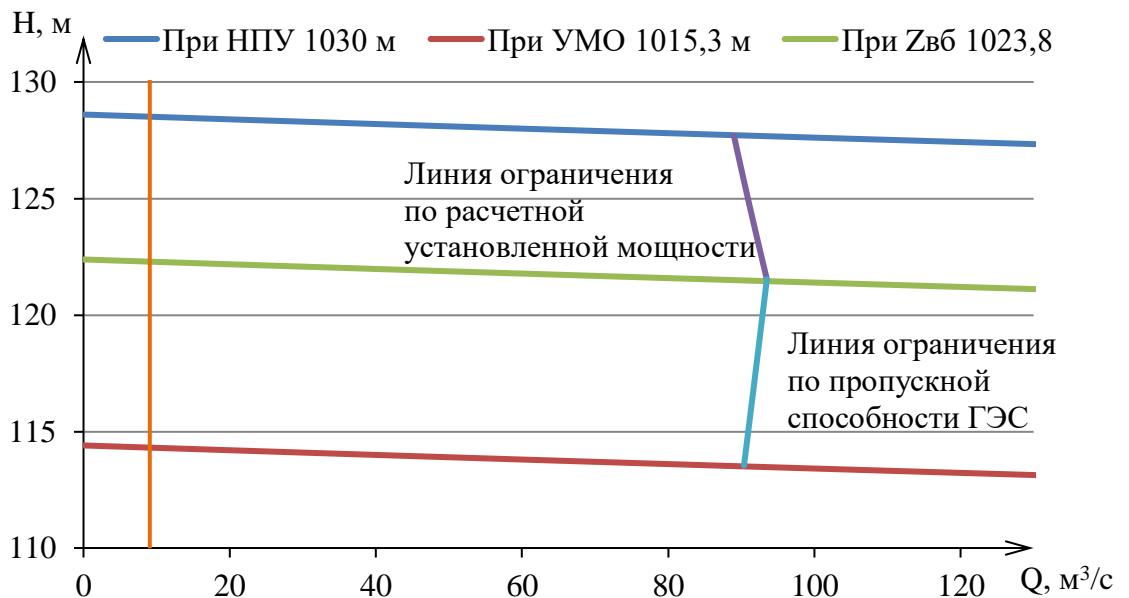


Рисунок 3.1 – Режимное поле проектируемой ГЭС

Из построенного режимного поля определяется:

Максимальный напор $H_{max} = 127,7 \text{ м}$. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу $Q_{min}=Q_{BHK}=10\text{м}^3/\text{с}..$

Расчётный напор $H_{расч} = 121,5 \text{ м}$. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора.

Минимальный напор $H_{min} = 113,5 \text{ м}$. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Основываясь на полученном из режимного поля диапазоне подборов, произведен подбор вариантов турбин:

Для данного максимального напора подобраны следующие реактивные гидротурбины:

- поворотно-лопастная диагональная ПЛД140-В45°;
- радиально-осевая РО140-В.

Параметры моделей данных гидротурбин сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	ПЛД140-В45°	РО140-В
H_{pred}	140	140
H_{min}/H_{max}	0,5	0,6
$n'_{opt}, \text{мин}^{-1}$	85	73
$Q'_{opt}, \text{л/с}$	800	840

Продолжение Таблицы 3.2

η_m opt	0,921	0,927
$Q_{I \max}$, л/с	1100	980
$D'_{1 m}$, м	0,46	0,515
H_{mod} , м	4	4
t_{mod} , С	7	16
$v_{mod} \cdot 10^{-6}$, м ² /с	1,47	1,11

Для различных значений стандартных диаметров проведен расчет нижеприведенных параметров.

КПД натурной турбины

$$\eta_t = 1 - (1 - \eta_m) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1m}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{V_h}{V_m}} \right), \quad (3.3)$$

где η_m , D_{1m} , H_m – КПД, диаметр и напор модельной турбины соответственно;

D_1 , H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины соответственно;

V_h , V_m – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для напорных и модельных условий t_h и t_m ;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, для радиально-осевых турбин $\varepsilon = 0,75$.

Мощность одного гидроагрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p \sqrt{H_p} \eta_t \eta_g^{cp}, \quad (3.4)$$

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

η_g^{cp} – средний КПД генератора, принят $\eta_g^{cp} = 0,97$;

η_t – КПД натурной гидротурбины, вычисляемый по главной универсальной характеристики в расчетной точке.

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z_a = \frac{N_{yem}^{ГЭС}}{N_a}, \quad (3.5)$$

где $N_{yem}^{ГЭС}$ – установленная мощность проектируемой гидроэлектростанции, определенная в пункте 2.5.

Рассчитанное число агрегатов Z_a округляется в большую сторону Z_a . Рекомендовано принимать число агрегатов кратное 2 или 3.

Уточненная мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{yem}^{ГЭС}}{Z_a}. \quad (3.6)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n_{lp} \cdot \sqrt{H_p \cdot \Delta} \cdot \frac{1}{D_1}, \quad (3.7)$$

где n_{lp} – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке;

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

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

$$n_l = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

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

Окончательное расположение расчетной точки на линии n_{lp} с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегатов N_a , находится при помощи уравнения:

$$Q_l \cdot \eta_t = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{cr}}, \quad (3.9)$$

Правая часть данного уравнения является постоянной величиной, а левая часть определяется подбором такой точки на линии n_{lp} , чтобы произведение $Q_l \cdot \eta_t$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Для получения расчетной точки необходимо построить линию ограничения по установленной мощности агрегата. Так же необходимо построить линию ограничения по пропускной способности ГЭС.

Приведенный расход определяется по формуле:

$$Q_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.10)$$

где Q_{\min} – минимальный расход через станцию.

Рассчитанные величины для различных диаметров натурных турбин представлены в приложении Б, таблица Б.1, Б.2.

Для дальнейшего расчета выбраны гидротурбины, точка оптимума которых входит в диапазон минимальных и максимальных приведенных оборотов. Данному условию соответствуют следующие турбины: РО140-В-224, ПЛД140-В-45°-125, ПЛД140-В-45°-160, ПЛД140-В-45°-190, ПЛД140-В-45°-224.

Зоны работы, соответствующих гидротурбин, на главной универсальной характеристике (ГУХ) представлены в приложении Б на рисунках Б.1 – Б.3.

3.3 Выбор отметки расположения рабочего колеса гидротурбины

Высота отсасывания определит необходимую величину заглубления рабочего колеса, для её нахождения необходимо определить расходы, при которых наступают наиболее опасные кавитационные воздействия:

$$Q_{aep1} = Q_{l,mod} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}, \quad (3.11)$$

где $Q_{l,mod}$ – расход через одну модельную гидротурбину, м³/с;

D_1 – диаметр рабочего колеса гидротурбины, м;

H – напор, м;

Δ – поправка при переходе от модели к натуре.

По формуле пересчёта расхода с модели на натуру (3.3) определены расходы, соответствующие минимальному, расчётному и максимальному напорам.

Для минимального напора, расход для одного агрегата определен по формуле:

$$Q_{aep1} = Q_{l,mod,min} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta}, \quad (3.12)$$

Определены соответствующие величины для гидротурбины РО140-В-224:
При минимальном напоре:

$$Q_{aep1} = 49,1 \text{ м}^3/\text{с}.$$

При расчетном напоре:

$$Q_{aep1} = 51,1 \text{ м}^3/\text{с}.$$

При максимальном напоре:

$$Q_{aep1} = 48,6 \text{ м}^3 / \text{с.}$$

Для остальных рассматриваемых гидротурбин (ПЛД140-В-45°) пересчет расхода произведен аналогично. Полученные значения сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Расходы при граничных режимах работы гидротурбин

Гидротурбина	Q_{aep1} при H_{max} , $\text{м}^3/\text{с}$	Q_{aep1} при H_p , $\text{м}^3/\text{с}$	Q_{aep1} при H_{min} , $\text{м}^3/\text{с}$
ПЛД140-В-45°-125	15,5	16,8	15,8
ПЛД140-В-45°-160	23,0	24,7	23,7
ПЛД140-В-45°-190	30,9	33,21	31,6
ПЛД140-В-45°-224	46,0	50,1	47,3
РО140-В-224	48,6	51,1	49,1

Высота отсасывания определена по формуле:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{n\bar{o}(Q_{n\bar{o}})}}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{x,nl}, \quad (3.12)$$

где 10,33 – атмосферное давление в метрах водного столба;

σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристики для расчетных условий;

$Z_{n\bar{o}(Q_{n\bar{o}})}$ – отметка нижнего бьефа, м;

H – напор, м;

ΔH_s – конструктивный запас, принятый 1,5 м;

$\Delta Z_{x,nl}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбины, м. Для РО и ПЛД гидротурбин определяется по формуле (3.13)

$$\Delta Z_{x,nl} = \frac{B_{0n}}{2}, \quad (3.12)$$

где B_{0n} – высота направляющего аппарата натурной турбины.

При минимальном напоре высота отсасывания гидротурбины РО140-В-224 равна:

$$H_s = 10,33 - \frac{900,6}{900} - 0,135 \cdot 113,5 - 1,5 + 0,28 = -7,21 \text{ м.}$$

При расчетном напоре:

$$H_s = 10,33 - \frac{900,62}{900} - 0,136 \cdot 121,5 - 1,5 + 0,28 = -7,67 \text{ м.}$$

При максимальном напоре:

$$H_s = 10,33 - \frac{900,59}{900} - 0,117 \cdot 127,7 - 1,5 + 0,28 = -6,83 \text{ м.}$$

Аналогично произведен расчет для ПЛД140-В-45°-125, ПЛД140-В-45°-160, ПЛД140-В-45°-190, ПЛД140-В-45°-224. Результаты расчёта высот отсасывания представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Высоты отсасывания

Тип	D_1 , м	n_c , об/мин	N_a , МВт	$H_{s,min}$, м (H_{min})	$H_{s,min}$, м (H_p)	$H_{s,max}$, м (H_{max})
ПЛД-140-В-45°	1,25	750	17	-19,25	-26,01	-20,11
	1,6	600	25,5	-13,54	-17,46	-14,96
	1,9	500	34	-12,36	-15,00	-11,8
	2,24	428,6	51	-14,59	-19,21	-16,15
РО-140-В	2,24	375	51	-7,21	-7,67	-6,83

Гидротурбина РО-140-В является наиболее целесообразной для эксплуатации, так как высота отсасывания, исключающая развитую кавитацию для наиболее опасных с её стороны воздействия случаев, соответствует меньшему заглублению.

Отметка установки рабочего колеса рассчитывается для каждой из вычисленных высот отсасывания по формуле:

$$Z_{pk} = Z_{HB(QHB)} + H_s \quad (3.12)$$

При минимальном напоре:

$$Z_{pk}(Q_{min}) = 900,6 - 7,21 = 893,39 \text{ м.}$$

При расчетном напоре:

$$Z_{pk}(H_p) = 900,62 - 7,67 = 892,95 \text{ м.}$$

При максимальном напоре

$$Z_{pk}(H_{max}) = 900,59 - 6,83 = 893,76 \text{ м.}$$

Из полученных значений выбрано наименьшее. Принята отметка заглубления рабочего колеса $Z_{pk}=892,95$ м.

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным [5] серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Мощность одного гидрогенератора составила 51 МВт, синхронная частота вращения – 375 об/мин. Выбран гидрогенератор СВ-465/210-16.

Основные параметры гидрогенератора представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Основные параметры гидрогенератора СВ-465/210-16

Параметр	Значение
Ном, МВт	66
Рном, МВт	56
псинх, об/мин	375
cosφ	0,85
КПД, %	97,4
Система возбуждения	Электромашинная
Масса ротора, т	180
Диаметр активной стали, мм	5800
Высота активной стали, мм	2100
Исполнение	Подвесной

3.5 Расчет вала на прочность

Для построения чертежа гидроагрегата необходимо знать размеры вала, а так же необходимо произвести его расчет на прочность.

Наружный диаметр вала определен из условия:

$$D_e \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{kp}}{[\tau_{don}]} \right)^{0,33} \quad (3.13)$$

где $[\tau_{don}] = 30\text{-}35 \text{ МПа}$, в рамках ВКР принято $[\tau_{don}] = 32 \text{ МПа}$.

M_{kp} – крутящий момент, рассчитываемый по формуле:

$$M_{kp} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{cinh}} = \frac{0,00974 \cdot 51000}{375} = 1,38 \text{ МПа} \quad (3.14)$$

$$D_e \geq \left(5,1 \cdot \frac{1,38}{32} \right)^{0,33} = 0,606 \text{ м} = 606 \text{ мм}$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартного. При D менее 1000 мм, стандартное значение кратно 50. Тогда $D_e=650$ мм.

3.6 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

Выбор маслонапорной установки производится по номограмме [6, с.144] в зависимости от величины напора и диаметра рабочего колеса.

Маслонапорная установка, соответствующая номограмме:

МНУ1,6/1-40-2,5-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью $1,6 \text{ м}^3$, состоящим из одного сосуда давлением 40 МПа (40 кгс/см^2), с маслонапорным агрегатом ГА 1,6/1 – 40, имеющим сливной бак вместимостью $2,5 \text{ м}^3$ с 2 насосами.

Для гидротурбины РО140-В-224 выбран электрогидравлический регулятор типа ЭГР-2И1-150-11. Электрогидравлический регулятор на интегральных схемах имеет диаметр главного золотника 150 мм и гидромеханическую колонку 11-го исполнения.

3.7 Выбор кранов

Исходя из выбранного типа машинного зала (полуоткрытый), необходимо установить внутренний мостовой кран для мелкого ремонта гидроагрегата (грузоподъемностью 10 тонн), и наружный козловой кран, рассчитанный на массу ротора, которым выполняют основные операции при монтаже и ремонте (1x200/25 тонн). А также козловой кран верхнего бьефа (1x180/20тонн) и нижнего бьефа (1x60 тонн) для обслуживания механического оборудования гидроэлектростанции.

4 Компоновка и сооружения гидроузла

4.1 Выбор класса гидротехнического сооружения

Класс гидротехнического сооружения определен на основании данных Постановления [7]. Класс ГТС назначается в соответствии с критериями:

- по высоте сооружения и типу грунта

Тип грунта основания - скальный: доломиты;

Высота гидротехнического сооружения в первом приближении – 30 м (∇ НПУ – ∇ подошвы = 1030 – 1000 = 30 м)

Класс сооружения по данному критерию – III

- по назначению и условиям эксплуатации

Установленная мощность проектируемой гидроэлектростанции – $N_{уст} = 102 \text{ МВт}$

Класс сооружения по данному критерию – III

- по последствиям возможных гидродинамических аварий

Численность населения вблизи гидроузла превышает 500 человек

Класс сооружения по данному критерию – II

Таким образом, гидротехническое сооружение имеет II класс.

4.2 Состав и компоновка гидротехнических сооружений гидроузла

Комплекс основных сооружений деривационного гидроузла Терекской ГЭС-2 включает в себя следующие сооружения: гравитационная плотина, водоприемник, напорный туннель, напорный трубопровод, уравнительный резервуар, подводящие турбинные водоводы, машинный зал и отводящие водоводы.

Тип плотины определен исходя из значения коэффициента створности согласно [8]:

$$\frac{B}{H} = \frac{345}{30} = 11,5 \Rightarrow \frac{B}{H} \geq 10 \quad (4.1)$$

где B – ширина створа на отметке гребня плотины;

H – высота плотины в первом приближении.

Согласно [8], на скальных основаниях в широких створах при коэффициенте створности $B/H \geq 10$ в качестве водоподпорных и водосбросных сооружений проектируют гравитационные и контрфорсные плотины.

В условиях данной местности и в целях экономичности в качестве водоподпорных и водосбросных сооружений выбрана гравитационная плотина.

4.3 Определение отметки гребня бетонной плотины

Для бетонной плотины с вертикальной напорной гранью отметка гребня определена для двух расчетных уровней в верхнем бьефе - НПУ и ФПУ – и выбрана наибольшая из них:

$$\nabla ГБП = \nabla НПУ + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (4.2)$$

$$\nabla ГБП = \nabla ФПУ + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (4.3)$$

где $a = 0,7$ – запас, для сооружения II класса;

$h_{run1\%}$ – высота наката ветровых волн 1%;

Δh_{set} – высота ветрового нагона.

Высота ветрового нагона для основного и поверочного расчетного случаев соответственно рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{setНПУ} = k_w \cdot \frac{V_{w2\%}^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha \quad (4.4)$$

$$\Delta h_{setФПУ} = k_w \cdot \frac{V_{w2\%}^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha \quad (4.5)$$

где k_w – коэффициент, зависящий от расчетной скорости ветра V_w рассчитываемый по формуле:

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 17) \cdot 10^{-7} = 0,00000183 \quad (4.6)$$

где V_w – расчетная скорость ветра, определяемая по результатам статистической обработки данных многолетних рядов наблюдений в соответствии с классом сооружения $V_{w2\%} = 17 \text{ м/с}$ [3];

L – длина разгона волн, определяется по картографическому материалу с учетом направления ветра $L_{НПУ}=497,2 \text{ м}$, $L_{ФПУ}=505,1 \text{ м}$

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla НПУ - \nabla dna}{2} = \frac{1030 - 1000}{2} = 15 \text{ м} \quad (4.7)$$

$$d = \frac{\nabla ФПУ - \nabla dna}{2} = \frac{1031 - 1000}{2} = 15,5 \text{ м} \quad (4.8)$$

Высота волнового нагона (4.4),(4.5):

- Для основного расчетного случая:

$$\Delta h_{set} = 0,00000183 \cdot \frac{17 \cdot 497,2}{9,81 \cdot 15} \cdot \cos 0^\circ = 0,000105 \text{ м}$$

- Для поверочного расчетного случая:

$$\Delta h_{set} = 0,00000183 \cdot \frac{17 \cdot 505,1}{9,81 \cdot 15,5} \cdot \cos 0^\circ = 0,000103 \text{ м}$$

Определена высота волны 1% обеспеченности для основного и поверочного случаев. Для этого вычислены безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$.

- Для основного расчетного случая:

где $t = 6\text{ч} = 21600 \text{ с}$ – период развития волн на водохранилище.

$$\frac{gL}{V_{w2\%}^2} = \frac{9,81 \cdot 497,2}{17^2} = 16,88, \quad (4.9)$$

$$\frac{gt}{V_{w2\%}} = \frac{9,81 \cdot 21600}{17} = 12464,47, \quad (4.10)$$

- Для поверочного расчетного случая:

$$\frac{gL}{V_{w2\%}^2} = \frac{9,81 \cdot 505,1}{17^2} = 17,15,$$

$$\frac{gt}{V_{w2\%}} = \frac{9,81 \cdot 21600}{17} = 12464,47.$$

Из графика по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$) определены параметры $\frac{g\bar{h}}{V_m^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_m}$. Данные параметры сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Определение параметров безразмерных величин

Безразмерные величины	$g\bar{h}/V_m^2$		$g\bar{T}/V_m$	
	основной расчетный случай	поверочный расчетный случай	основной расчетный случай	поверочный расчетный случай
gL/V_w^2	0,008	0,0082	0,95	0,97
gt/V_w	0,085		4,2	

Вычислен средний период волны (\bar{T}) и средняя высота волны (\bar{h}) , используя меньшие из полученных выше значений:

- Для основного расчетного случая:

$$\bar{h} = \frac{0,008 \cdot V_{w2\%}^2}{g} = \frac{0,008 \cdot 17^2}{9,81} = 0,24 \text{ м}$$

$$\bar{T} = \frac{0,95 \cdot V_{w2\%}}{g} = \frac{0,95 \cdot 17}{9,81} = 1,65 \text{ м}$$

- Для поверочного расчетного случая:

$$\bar{h} = \frac{0,0082 \cdot V_{w2\%}^2}{g} = \frac{0,0084 \cdot 17^2}{9,81} = 0,25 \text{ м}$$

$$\bar{T} = \frac{0,97 \cdot V_{w2\%}}{g} = \frac{0,97 \cdot 17}{9,81} = 1,68 \text{ м}$$

Средняя длина волны:

- Для основного расчетного случая:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,65^2}{2 \cdot 3,14} = 4,25 \text{ м} \quad (4.11)$$

- Для поверочного расчетного случая:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,68^2}{2 \cdot 3,14} = 4,41 \text{ м}$$

Проверка условия глубоководности $d > 0,5 \bar{\lambda}_d$:

- Для основного расчетного случая:

$$15 \text{ м} \geq 0,5 \cdot 4,25 = 2,125 \text{ м}$$

- Для поверочного расчетного случая:

$$15,5 \text{ м} \geq 0,5 \cdot 4,41 = 2,205 \text{ м}$$

Условие выполнено, зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности:

- Для основного расчетного случая:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,24 \cdot 2,1 = 0,504 \text{ м} \quad (4.12)$$

где $K_i = 2,1$ – коэффициент, определяемый по графику [4] в зависимости от значения gL/V_w^2 (для глубоководной зоны).

– Для поверочного расчетного случая:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,25 \cdot 2,1 = 0,53 \text{ м}$$

Отметка гребня бетонной плотины определена по формулам (4.2),(4.3):

$$\nabla ГБП = 1030 + 0,504 + 0,000105 + 0,7 = 1031,2 \text{ м}$$

$$\nabla ГБП = 1031 + 0,53 + 0,000103 + 0,7 = 1032,23 \text{ м}$$

Из двух полученных значений выбрана наиболее высокую отметку $\nabla ГБП = 1032,23 \text{ м}$.

4.4 Гидравлические расчеты

4.4.1 Определение ширины водосливного фронта

Определен расчетный расход воды для основного расчетного случая $Q_{osn.p}$:

$$Q_{osn.p} = Q_{max.osn.p} - Q_{ГЭС} - Q_{вод} = Q_{max1\%} - Q_{ГА} \cdot (n_A - 1) - Q_e \quad (4.13)$$

$$Q_{osn.p} = 296,83 - 51,1 \cdot (2 - 1) - 15,16 = 230,57 \text{ м}^3 / \text{с}$$

где $Q_{max.osn.p}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая, с учетом трансформации его водохранилищем;

$Q_{ГА}$ – расход через один гидроагрегат Терекской ГЭС-2;

$n_{ГА} = 2$ – число гидроагрегатов проектируемой ГЭС;

$Q_{вод}$ – расход через водоспуск, рассчитывается по формуле:

$$Q_{вод} = \frac{V_{нол}}{t_{cp}} = \frac{0,00131 \cdot 10^9}{86400} = 15,16 \text{ м}^3 / \text{с}, \quad (4.14)$$

где t_{cp} – время сработки $V_{нол}$, принимаем $t_{cp} = 86400$ с, в связи с суточным регулированием.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{osn.p}}{q_e} = \frac{230,57}{17,13} = 13,5 \text{ м} \quad (4.15)$$

где q_e – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_e = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot h_{n\delta} \cdot v_{don} = 1,25 \cdot 2,74 \cdot 5 = 17,13 \text{ м}^3 / \text{с} \quad (4.16)$$

где q_p – удельный расход на рисберме;

$h_{n\delta}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяемая по кривой связи (рис.1.1) при $Q_{max.osn.p}$:

$$h_{n\delta} = \nabla YHB - \nabla dna = 1002,74 - 1000 = 2,74 \text{ м}, \quad (4.17)$$

где $v_{don} = 5 \text{ м/с}$ – допустимая скорость на рисберме для скального основания.

Ширина водосливного фронта:

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

где n – число пролетов;

b – стандартная ширина пролета, м. Принимается в соответствии с техническим регламентом (8, 9, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 24, 30 м)

Тогда число пролетов при $b=8$ м равно:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{13,5}{8} = 1,68 \approx 2$$

Ширина водосливного фронта (4.18):

$$B = 8 \cdot 2 = 16 \text{ м}$$

4.4.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитывается криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

Напор на гребне водослива без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{osn.p}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{230,57}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,53 \text{ м} \quad (4.19)$$

где $m=0,49$ – коэффициент расхода водослива практического профиля А, определяется по [9];

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{osn.p}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{230,57}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,66 \text{ м} \quad (4.20)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления при неподтопленном водосливе [7];

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{3,53}{8} = 0,95 \quad (4.21)$$

где b – ширина пролета;

n – число пролетов;

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

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

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу V_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 3,66 - \frac{1,1 \cdot 0,40^2}{2 \cdot 9,81} = 3,65 \text{ м} \quad (4.22)$$

где V_0 рассчитан по формуле:

$$V_0 = \frac{Q_{och.p}}{(\nabla HPU - \nabla dna)(B + (n-1)\delta_B)} \quad (4.23)$$

$$V_0 = \frac{230,57}{(1030 - 1000)(16 + (3-1) \cdot 3)} = 0,40 \text{ м/с}$$

где δ_B – толщина разрезного быка. Толщина неразрезного быка с учетом количества пролетов определена по рекомендациям Березинского А.Р.:

$$\delta_{n\bar{b}} = 0,25 \cdot b = 0,25 \cdot 8 = 2 \text{ м} \quad (4.24)$$

При разрезке толщина быка увеличивается на 1 метр:

$$\delta_B = 2 + 1 = 3 \text{ м}$$

Отметка гребня водослива определяется:

$$\nabla GB = \nabla HPU - H_{cm} = 1030 - 4 = 1026 \text{ м} \quad (4.25)$$

где $H_{cm} = 4$ – стандартный напор, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом;

Отметка верха быка:

$$\nabla GB = \nabla GB + 1,6H_{cm} = 1026 + 1,6 \cdot 4 = 1032,4 \text{ м} \quad (4.26)$$

Сравнив отметку верха быка и отметки гребня бетонной плотины (пункт 4.3), за проектную отметку гребня бетонной плотины, принятая наивысшая из рассчитанных, то есть $\nabla ГБП = 1032,4 \text{ м}$.

4.4.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая, используя формулы (4.13, 4.19, 4.20, 4.22, 4.23):

$$H_{01noe} = \left(\frac{Q_{noe,p}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{260,96}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,84 \text{ м}$$

$$Q_{noe,p} = Q_{\max, \text{пов}, p} - Q_{\Gamma A} \cdot n - Q_{\text{бод}} = 327,22 - 51,1 \cdot (2-1) - 15,16 = 260,96 \text{ м}^3 / \text{с}$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{3,84}{8} = 0,95$$

$$H_{02noe} = \left(\frac{260,96}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,97 \text{ м}$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{noe} = H_{02noe} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 3,97 - \frac{1,1 \cdot 0,44^2}{2 \cdot 9,81} = 3,96 \text{ м}$$

$$V_0 = \frac{260,96}{(1031 - 1000)(16 + (3-1) \cdot 3)} = 0,44 \text{ м/с}$$

Определим отметку форсированного подпорного уровня:

$$\nabla \Phi \Pi U_p = \nabla ГВ + H_{noe} = 1026 + 3,96 = 1029,96 \text{ м} \quad (4.27)$$

Так как исходная отметка $\nabla \Phi \Pi U = 1031 \text{ м}$ превышает рассчитанную отметку, принимаем $\nabla \Phi \Pi U = 1031 \text{ м}$.

4.4.4 Построение профиля водосливной плотины

Оголовок безвакуумного практического профиля типа А построен по координатам Кригера-Офицерова. Координаты для построения оголовка

плотины практического профиля, определены путем умножения табличных координат на $H_{cm}=4$ м и представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Приведенные координаты начального очертания гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки (Кригера-Офицерова)

№ точки	X,м	Y,м	№ точки	X,м	Y,м
1	0	0,504	21	8	4,94
2	0,4	0,144	22	8,4	5,476
3	0,8	0,028	23	8,8	6,032
4	1,2	0	24	9,2	6,612
5	1,6	0,024	25	9,94	7,576
6	2	0,108	26	26	10,1
7	2,4	0,24	27	27	10,4
8	2,8	0,4	28	28	10,8
9	3,4	0,71	29	29	11,2
10	3,6	0,792	30	30	11,6
11	4	1,024	31	31	12
12	4,4	1,284	32	32	12,4
13	4,8	1,576	33	33	12,8
14	5,2	1,9	34	34	13,2
15	5,6	2,256	35	35	13,6
16	6	2,644	36	36	14
17	6,4	3,056	37	37	14,4
18	6,8	3,492	38	38	14,8
19	7,2	3,948	39	39	15,2
20	8,05	5			

Начальное очертание гребня нормальное безвакуумной водосливной стенки Кригера-Офицерова показан на рисунке 4.1.

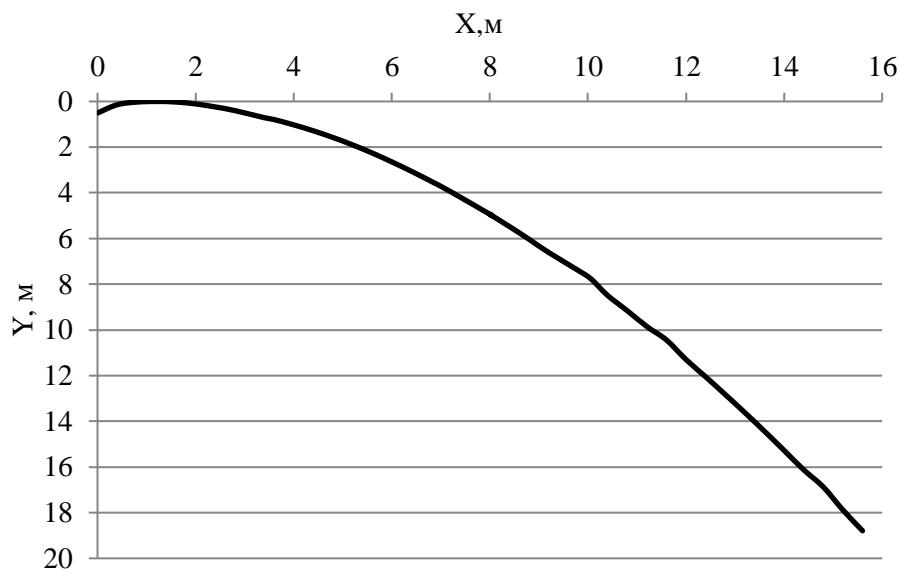


Рисунок 4.1 – Начальное очертание гребня нормальное безвакуумной водосливной стенки Кригера-Офицерова

Высота плотины со стороны верхнего бьефа:

$$p_e = \nabla \Gamma B - \nabla \text{дна} = 1026 - 1000 = 26 \text{ м} \quad (4.28)$$

Радиус сопряжения:

$$R = (0,2 \div 0,5)(p_e + H_{cm}) = 0,3 \cdot (p_e + H_{cm}) = 0,3 \cdot (26 + 4) = 9 \text{ м} \quad (4.29)$$

4.4.5 Расчет сопряжений потока в нижнем бьефе

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{och,p}^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_B)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 230,57^2}{(16 + (3-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 2,31 \text{ м}, \quad (4.30)$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса.

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla HPU + \frac{\alpha V_0^2}{2g} - \nabla \text{дна} = 1030 + \frac{1,1 \cdot 0,40^2}{2 \cdot 9,81} - 1000 = 1030 + 0,01 - 1000 = 30,01 \text{ м} \quad (4.31)$$

Относительная удельная энергия перед водосливом:

$$\xi_{T0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{30,01}{2,31} = 12,99 \text{ м} \quad (4.32)$$

Определено значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани [10]. Так как плотина имеет высоту менее 40 м, но более 15, принимаем среднюю длину сливной грани ($\varphi=0,95$).

По графику М.Д. Чертоусова [10] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T0} определены $\xi_c' = 0,21$ и $\xi_c'' = 3,1$.

Сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c' \cdot h_{kp} = 0,21 \cdot 2,31 = 0,49 \text{ м} \quad (4.33)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{kp} = 3,1 \cdot 2,31 = 7,16 \text{ м} \quad (4.34)$$

При $h_c''(7,16) > h_{ho}(2,59)$, гидравлический прыжок отогнанный. В таком случае необходимо рассчитать гасители энергии. За водосливом устроен водобой, представляющий собой бетонную плиту.

Толщина водобойной плиты определена по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 21,39 \cdot \sqrt{0,49} = 2,25 \text{ м}, \quad (4.35)$$

где v_c – скорость потока в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{q_e}{h_c'} = \frac{10,48}{0,49} = 21,39 \text{ м/с}, \quad (4.36)$$

где q_e – удельный расход на водобое:

$$q_e = \frac{Q_{osn.p}}{B} = \frac{230,57}{16 + (3-1) \cdot 3} = 10,48 \text{ м}^2 / \text{с} \quad (4.37)$$

4.4.6 Расчет водобойного колодца

Ширина водобойного колодца:

$$B_k = B + \sum \delta(n-1) = 16 + 6 = 22 \text{ м} \quad (4.38)$$

На первом этапе определена начальная глубина колодца:

$$d_1 = \sigma \cdot h'' - (h_{ho} + \Delta z) = 1,1 \cdot 7,16 - (2,59 + 0,38) = 4,91 \text{ м} \quad (4.39)$$

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

Δz – перепад, образующийся при выходе потока из водобойного колодца в русло НБ. Определяется по формуле:

$$\Delta z = \left(\frac{q_{\text{бб}}^2}{2g\varphi 2h_{\text{бб}}^2} \right) - \left(\frac{\alpha q_{\text{бб}}^2}{2g\sigma 2h_c''^2} \right) \quad (4.40)$$

$$\Delta z = \left(\frac{10,48^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,95 \cdot 2 \cdot 2,59^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 10,48^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 7,16^2} \right) = 0,38 \text{ м}$$

где $q_{\text{бб}} = \frac{Q_{\text{осн.п}}}{B_k} = \frac{230,57}{22} = 10,48 \text{ м}^3/\text{с}$ – удельный расход на водобое.

На втором этапе полная удельная энергия перед водосливом определена с учетом начальной глубины колодца:

$$T_0 = \nabla H \Pi U - \nabla \partial n a + d_k + \frac{V_0^2}{2g} = 1030 - 1000 + 4,91 + \frac{1,33^2}{2 \cdot 9,81} = 35,00 \text{ м} \quad (4.41)$$

где V_0 – скорость подхода потока к колодцу:

$$V_0 = \frac{q_{\text{бб}}}{\sigma h''} = \frac{10,48}{1,1 \cdot 7,16} = 1,33 \text{ м/с.} \quad (4.42)$$

Новое значение отношения (4.31):

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{35,00}{2,31} = 15,15.$$

С учетом ранее выбранного коэффициента скорости φ значения ξ_c и ξ_c'' равны $\xi_c = 0,195$ и $\xi_c'' = 3,2$.

Сопряженные глубины h_c' и h_c'' (4.32), (4.33):

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,195 \cdot 2,31 = 0,45 \text{ м},$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{\text{кр}} = 3,2 \cdot 2,31 = 7,39 \text{ м.}$$

Глубина колодца во втором приближении с учетом найденного значения h_c'' (4.38):

$$d_2 = \sigma \cdot h'' - (h_{\text{бб}} + \Delta z) = 1,1 \cdot 7,39 - (2,59 + 0,39) = 5,15 \text{ м}$$

$$\Delta z = \left(\frac{10,48^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,95 \cdot 2 \cdot 2,59^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 10,48^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 7,39^2} \right) = 0,390 \text{ м}$$

Должно соблюдаться условие:

$$d_2 - d_1 < 0,1 \cdot d_1,$$

$$5,15 - 4,91 < 0,1 \cdot 4,91,$$

$$0,24 < 0,491$$

Таким образом $d_k = 5,15 \text{ м}$.

Отметка пола водобоя равна:

$$\nabla \Pi B = \nabla \text{дна} - d_k = 1000 - 5,15 = 994,85 \text{ м} \quad (4.43)$$

4.5 Конструирование плотины

4.5.1 Определение ширины и отметки подошвы плотины

Оптимальным теоретическим профилем гравитационной плотины на скальном основании является прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Так как основание скальное, заложение низовой грани принято 0,7.

$$B_n = (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под}) \cdot 0,7 = (1030 - 990,51) \cdot 0,7 = 27,64 \text{ м} \quad (4.44)$$

Отметка подошвы плотины:

$$\nabla \text{под} = \nabla \text{дна} - d_k - \delta_g - 2 = 1000 - 5,15 - 2,34 - 2 = 990,51 \text{ м} \quad (4.45)$$

4.5.2 Определение ширины гребня плотины

Ширина гребня плотины определяется классом автомобильной дороги и расположением подкрановых путей.

Ширина путей козлового крана принята 5 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принято 2 м.

Расстояние от путей козлового крана до проезжей части 1,75 м, что соответствует ширине обочины при V классе дороги согласно [11].

Согласно [11], выбрана дорога обычного типа V класса с одной полосой движения. Общая ширина дороги составила 4,5 м.

Со стороны нижнего бьефа так же устраивается обочина, равная 1,75 м от проезжей части до низовой грани.

В мерах безопасности, со стороны верхнего и нижнего бьефа устроены парапеты. Согласно [12], высота парапетов при V классе дороги и легких условиях движения на дороге, принято $h_n = 0,75 \text{ м}$.

Суммарная ширина плотины по гребню равна 15 м.

4.5.3 Разрезка плотины швами

С учетом типа основания грунта (скальное основание) и климатических условий региона Сереная Осетия-Алания (умеренно-континентальный климат),

выбрана схема секционной разрезки плотины, при которой бетон в пределах секции, образованной поперечными межсекционными швами, укладывается одним длинным блоком – от верховой грани до низовой – шириной 11 м.

Высота блоков составляет от 0,5 до 0,75 м.

Монолитность профиля плотины обеспечивают цементацией швов.

4.5.4 Быки

Быки бетонных водосливных плотин устраиваются для деления водосливного фронта на пролеты, а также для установки аварийно-ремонтного и рабочего затворов.

При малой ширине пролета водосливной плотины (8 м) выбран плоский двухигельный затвор.

При проектировании водосливной плотины Терекской ГЭС-2 согласно [7, 40-42] приняты следующие параметры быка (рис. 4.1):

– со стороны нижнего бьефа на отметке $\nabla 1004,59$ находится уступ. Высота уступа выбрана на 2 метра выше $\nabla \text{УНБ}_{\text{max}}$;

- Толщина разрезного быка $\delta_b = 3 \text{ м}$
- Длина и ширина паза ремонтно-аварийного затвора $a \approx c \approx 0,5 \text{ м}$
- Ширина паза рабочего затвора $m \approx 2 \text{ м}$, длина $n \approx \frac{m}{2} \approx 1 \text{ м}$.
- Толщина быка между пазами ремонтных затворов $d_0 = 1 \text{ м}$
- Расстояние между аварийно-ремонтным и рабочим затворами $l_1 = 1 \text{ м}$

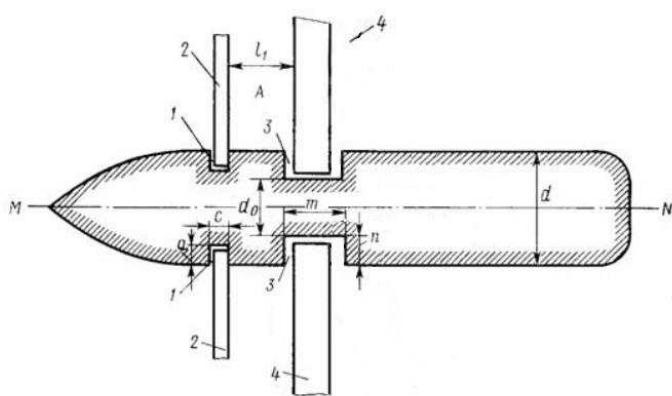


Рисунок 4.2 – Схема быка в плане:

1 – паз ремонтно-аварийного затвора 2; 3 – паз рабочего затвора 4.

4.5.5 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотин предусмотрено устройство дренажа в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{\text{др}}$, а также до верховой грани продольной галереи следует назначать не менее 2 м при условии:

Для галереи на отметке $\nabla 1010,51$ м:

$$a_{\partial p} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{kp.m}} = \frac{20,49 \cdot 1,2}{25} = 0,98 \text{ м} \quad (4.46)$$

где $H_d = \nabla \Phi \Pi U - \nabla \text{галереи} = 1031 - 1010,51 = 20,49 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением;

$I_{kp.m} = 25$ – величина критического среднего градиента напора;

$\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности для II класса сооружений

Для галереи на отметке подошвы $\nabla 992,51 \text{ м}$:

$$a_{\partial p} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{kp.m}} = \frac{38,49 \cdot 1,2}{25} = 1,84 \text{ м} \quad (4.47)$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажа принято $a_{\partial p} = 2 \text{ м}$.

4.5.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи, которые расположены на отметках 992,51 м и 1010,51 м. Верховая грань продольных галерей размером 3,5x3,5 м расположена на расстоянии 2 м от напорной грани плотины. Высота поперечных галерей равна 2,5 м.

В нижней продольной галерее на отметке 992,51 м размещены вертикальная цементационная завеса (с верховой стороны) и наклонный дренаж (с ее низовой грани).

4.5.8 Цементационная завеса

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают:

$$l_3 = (0,1 \div 0,25) B_n \quad (4.48)$$

$$l_3 = 0,1 \cdot B_n = 0,1 \cdot 27,64 = 2,76 \text{ м}$$

где B_n – ширина подошвы плотины.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) H_{\max} \quad (4.49)$$

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H_{\max} = 0,5 \cdot 29,5 = 14,75 \text{ м}$$

где $H_{\max} = \nabla H \Pi U - \nabla УНБ_{\min} = 1030 - 1000,5 = 29,5 \text{ м}$,

$\nabla УНБ_{сан.н}$ – отметка минимального УНБ, соответствующего пропуску санитарного расхода.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зас}} = \frac{H_{\max} \cdot \gamma_n}{J_{kp}} = \frac{29,5 \cdot 1,2}{15} = 2,36 \text{ м} \quad (4.50)$$

Толщина цементационной завесы принята 2,5 м.
где $J_{kp} = 15$ – критический градиент напора на скальном основании, определен, исходя из значения водопроницаемости грунта основания, согласно [13];
 $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения.
Цементационная завеса принята однорядной, исходя из величины толщины цементационной завесы. Расстояние между скважинами – 3 м.

4.5.9 Дренажные устройства в основании

Губина дренажных скважин:

$$h_{op} = (0,5 \div 0,7) h_{\text{зас}} \quad (4.51)$$

$$h_{op} = 0,7 \cdot h_{\text{зас}} = 0,7 \cdot 14,75 = 10,33 \text{ м}$$

Диаметр дренажных скважин принят равным 0,25 м.
Расстояние от цементационной завесы до дренажных скважин составляет 3 м.

4.6 Конструирование устройств нижнего бьефа

4.6.1 Водобойная плита

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

Приблизительная толщина водобойной плиты с учетом действующих сопряженных глубин, соответствующих водобойному колодцу, определяется по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \sqrt{h_c} = 0,15 \cdot 23,29 \cdot \sqrt{0,45} = 2,34 \text{ м},$$

где v_c – скорость потока в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{q_e}{h_c} = \frac{10,48}{0,45} = 23,29 \text{ м/с},$$

где q_e – удельный расход на водобое:

$$q_e = \frac{Q_{\text{осн.п}}}{B} = \frac{230,57}{16 + (3-1) \cdot 3} = 10,48 \text{ м}^2/\text{с}$$

Длина водобоя при наличии гасителей:

$$l_e = (0,75 \div 1) l_{np} \quad (4.51)$$

$$l_e = 0,8 \cdot l_{np} = 0,8 \cdot 33,98 = 27,18 \text{ м}$$

где l_{np} – длина гидравлического прыжка, равная:

$$l_{np} = 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 7,39 - 0,45) = 33,98 \text{ м} \quad (4.52)$$

Плита водобоя отрезана деформационным швом от плотины и разрезается поперечными (вдоль течения) швами по продолжению осей быков.

4.6.2 Рисберма

Рисберма представляет собой укрепленный участок за водобоем, предназначенный для того, чтобы избежать размыва грунта наземным потоком.

Так как доломиты водопроницаемы и не водостойки, есть вероятность размыва основания за пределами водобоя. Устройство рисбермы позволить избежать этого негативного явления, угрожающего устойчивости плотины.

Рисберму, расположенную за водобоем, выполняют чаще всего в виде крепления из бетонных плит, расположенных в шахматном порядке.

Предварительно длину рисбермы согласно [9] принимают:

$$l_{pc\bar{o}} = (1,0 \div 2,0) l_e \quad (4.53)$$

$$l_{pc\bar{o}} = 1,0 \cdot l_e = 1,0 \cdot 27,18 = 27,18 \text{ м}$$

Рисберма выполнена в виде прямоугольных плит, толщиной 1-го ряда 2,0 м, второго – 1,5 м, третьего – 1,0 м и последнего – 0,5 м. Плиты располагаем в шахматном порядке, размером 7x5,5 м.

Концевая часть крепления рисбермы выполнена в виде зуба.

4.7 Определение основных нагрузок на плотину

4.7.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения сооружения определяют графическим способом по чертежу или с помощью программы AutoCad: $S_{nl} = 523,32 \text{ м}^2$.

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяют по формуле:

$$G_{nl} = \frac{S_{nl} \cdot b \cdot g \cdot \rho_B}{b + \delta_E} = \frac{523,32 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8+3} = 8960,76 \text{ кН} \quad (4.54)$$

где S_{nl} – площадь поперечного сечения плотины;

b – ширина пролета;

δ_B – толщина быка;

ρ_B – плотность бетона.

Точка приложения равнодействующей силы G_{nl} также была определена с помощью программы AutoCad: $X_{nl}=9,83$ м; $Y_{nl}=12,67$ м.

Вес быка и его центр тяжести определяют аналогично:

$$G_6 = \frac{S_B \cdot \delta_B \cdot g \cdot \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{786,85 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8+3} = 5052,44 \text{ кН} \quad (4.55)$$

где $S_B = 786,85 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения быка, определяется по AutoCad.

Точка приложения равнодействующей силы G_B также была определена с помощью программы AutoCad: $X_B = 10,46$ м; $Y_B = 17,35$ м.

Вес плоского затвора можно определить по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{f} g \approx 0,055 \cdot 44 \cdot \sqrt{44} \cdot 9,81 \approx 157,47 \text{ кН} \quad (4.56)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla \Phi \Pi U - \nabla \Gamma B + 0,5) \cdot b = (1031 - 1026 + 0,5) \cdot 8 = 44 \text{ м}^2 \quad (4.57)$$

где b – ширина пролета.

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{157,47}{8+3} = 14,32 \text{ кН} \quad (4.58)$$

4.7.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- Для основного сочетания нагрузок и воздействий:
- со стороны верхнего бьефа:

$$h_1 = \nabla H \Pi U - \nabla p o d = 1030 - 990,51 = 39,49 \text{ м} \quad (4.59)$$

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 39,49^2}{2} = 7649,15 \text{ кН}, \quad (4.60)$$

- со стороны нижнего бьефа:

$$h_2 = \nabla YHB_{min} - \nabla nod = 1000,5 - 990,51 = 9,99 \text{ м} \quad (4.61)$$

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 9,99^2}{2} = 489,52 \text{ кН}, \quad (4.62)$$

- Для особого сочетания нагрузок и воздействий:
- со стороны верхнего бьефа:

$$h_1' = \nabla \Phi PY - \nabla nod = 1031 - 990,51 = 40,49 \text{ м} \quad (4.63)$$

$$T_B' = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1'^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 40,49^2}{2} = 8041,45 \text{ кН}, \quad (4.64)$$

- со стороны нижнего бьефа:

$$h_2' = \nabla YHB_{max} - \nabla nod = 1002,74 - 990,51 = 12,23 \text{ м} \quad (4.65)$$

$$T_H' = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2'^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 12,23^2}{2} = 733,66 \text{ кН}, \quad (4.66)$$

4.7.3 Сила взвешивающего и фильтрационного давления

Эпюры взвешивающего давления при плоской подошве плотины представляет собой прямоугольник с высотой, равной давлению столба воды h_2 от уровня нижнего бьефа до отметки подошвы.

Площади эпюр взвешивающего и фильтрационного давления:

- для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$S_{636} = 276,12 \text{ м}^2; \quad S_\phi = 123,84 \text{ м}^2;$$

- для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$S'_{636} = 338,04 \text{ м}^2; \quad S'_\phi = 118,55 \text{ м}.$$

Сила взвешивающего и фильтрационного давления определяются по формулам:

- Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{636} = S_{636} \cdot \rho_w \cdot g = 276,12 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 2708,74 \text{ кН}, \quad (4.67)$$

$$W_\phi = S_\phi \cdot \rho_w \cdot g = 123,84 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1214,87 \text{ кН}, \quad (4.68)$$

- Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$W'_{636} = S'_{636} \cdot \rho_w \cdot g = 338,04 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 3316,17 \text{ кН}, \quad (4.69)$$

$$W_{\phi}^{\prime}=S_{\phi}^{\prime} \cdot \rho_w \cdot g=118,55 \cdot 1000 \cdot 9,81=1162,98 \text{ кН}, \quad (4.70)$$

Сила пригруза воды со стороны нижнего бьефа:

– Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{np}=S_{np} \cdot \gamma_e=19,47 \cdot 10=194,7 \text{ кН}, \quad (4.71)$$

где $S_{np}=19,47 \text{ м}^2$ – площадь эпюры пригруза.

– Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{np}^{\prime}=S_{np}^{\prime} \cdot \gamma_e=33,76 \cdot 10=337,6 \text{ кН}, \quad (4.72)$$

где $S_{np}^{\prime}=33,76 \text{ м}^2$ – площадь эпюры пригруза

Площади эпюр рассчитаны в программе AutoCad.

Точки приложения равнодействующих сил взвешивающего и фильтрационного давления, а также силы пригруза, были определены с помощью программы AutoCad:

$$X_{\phi}=13,82 \text{ м}; Y_{\phi}=4,999 \text{ м};$$

$$X'_{\phi}=13,82 \text{ м}; Y'_{\phi}=6,12 \text{ м};$$

$$X_{np}=23,75 \text{ м}; Y_{np}=6,33 \text{ м};$$

$$X'_{np}=22,75 \text{ м}; Y'_{np}=6,33 \text{ м}.$$

$$X_{np}=25,00 \text{ м}; Y_{np}=7,80 \text{ м}.$$

$$X'_{np}=24,47 \text{ м}; Y'_{np}=9,17 \text{ м}.$$

4.7.4 Давление грунта

Горизонтальная составляющая давления наносов на напорную грань плотины:

$$p_h=\gamma_h h_h \operatorname{tg}^2\left(45-\frac{\Phi_h}{2}\right) \quad (4.73)$$

$$p_h=10 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2\left(45-\frac{20}{2}\right)=20 \cdot 0,7^2=9,8 \text{ кН/м}^2,$$

где γ_h – удельный вес наносов во взвешенном состоянии (10 кН/м^3);

h_h – толщина слоя наносов (2 м);

$\Phi_h=20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов:

$$E_h=\frac{p_h h_h}{2}=\frac{9,8 \cdot 2}{2}=9,8 \text{ кН.} \quad (4.74)$$

4.7.5 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления:

- при основном сочетании нагрузок и воздействий

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_e \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 0,504 \cdot \left(\frac{4,25}{3,14} + \frac{0,19}{2} \right) = 3,65 \kappa H \quad (4.75)$$

где $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны;

$h_{1\%}$ – высота волны 1 %-ной обеспеченности, равная:

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,504^2}{4,25} = 0,19 \text{ м} \quad (4.76)$$

- при особом сочетании нагрузок и воздействий

$$W'_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_e \cdot h'_1 \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0'}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 0,53 \cdot \left(\frac{4,41}{3,14} + \frac{0,2}{2} \right) = 3,99 \kappa H \quad (4.77)$$

$$h'_0 = \frac{\pi h'^2_{1\%}}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,53^2}{4,41} = 0,2 \text{ м} \quad (4.78)$$

Параметры волн определены в п. 4.3.

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

- при основном сочетании нагрузок и воздействий

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{4,25}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,504 = 0,49 \text{ м} \quad (4.79)$$

- при особом сочетании нагрузок и воздействий

$$y'_c = \frac{\bar{\lambda}'}{2\pi} - \frac{3}{8} h'_1 = \frac{4,41}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,53 = 0,5 \text{ м} \quad (4.80)$$

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

4.8 Оценка прочности плотины

Для расчета принимаем:

- 1) За расчетное сечение принимается подошва плотины, плечи берутся относительно ее центра;

2) Вертикальные силы направленные вниз принимаются со знаком «+», а направленные вверх со знаком «-»;

3) Изгибающие моменты по часовой стрелке принимаются со знаком «+», а против часовой стрелки со знаком «-»;

4) Растягивающие напряжения принимаются со знаком «+», а сжимающие со знаком «-»

Основные нагрузки на плотину сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3—Основные нагрузки на плотину

№ п/п	Обозна- чение силы	γ_f	Направ- ление силы	Основной случай			Проверочный случай		
				Сила, кН	Плечо, м	Момент кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент кН·м
1	T_b	1,0	→	7649,2	15,36	117491,0	8041,5	15,36	123516,7
2	T_h	1,0	←	489,5	4,05	-1982,6	733,7	5,19	-3807,67
3	G_6	0,95	↓	4799,8	3,33	-15983,4	4799,8	3,33	-15983,38
4	$G_{пл}$	0,95	↓	8512,7	3,96	-33710,4	8512,7	3,96	-33710,38
5	$W_{взв}$	1,0	↑	2708,7	0	0	3316,2	0	0
6	W_ϕ	1,0	↑	1214,9	7,49	9099,38	1163,0	7,46	8675,80
7	E_h	1,2	→	11,8	10,16	119,48	11,8	10,16	119,48
8	$W_{волн}$	1,0	→	3,7	38,98	142,28	4,0	39,98	159,52
9	q_z	0,9*	↓	12,9	12,55	-161,70	12,9	12,55	-161,70
10	$W_{пп}$	1	↓	194,7	11,18	-2176,75	337,6	10,68	-3606,57
				$\Sigma N=25598$		$\Sigma M=72837$	$\Sigma N=26933$		$\Sigma M=75203$

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины на выполняют по формулам:

Для основного расчетного случая:

- для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6\sum M}{B_d^2} = -\frac{9596,5}{27,64} + \frac{6 \cdot 72837}{27,64^2} = -224,85 \text{ кПа}, \quad (4.81)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину, кН;

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

B_d – ширина подошвы плотины, м.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -10 \cdot 39,49 = -394,9 \text{ кПа}, \quad (4.82)$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 1030 - 990,51 = 39,49 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \operatorname{tg} \alpha_1;$$

α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как, у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\operatorname{tg} \alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке, кПа:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (4.83)$$

Максимальное растягивающее главное напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -224,85 + 10 \cdot 39,49 \cdot 0 = \\ &= -224,85 \text{ кПа}. \end{aligned} \quad (4.84)$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 39,49 = -394,9 \text{ кПа}. \quad (4.85)$$

- для низовой грани:

Нормальное напряжение на низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \sum M}{B_d^2} = -\frac{9596,5}{27,64} - \frac{6 \cdot 72837}{27,64^2} = -919,2 \text{ кПа}. \quad (4.86)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -919,2 \cdot 0,8 - 10 \cdot 9,99 \cdot (1 - \\ &\quad - 0,8^2) = -624,28 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (4.87)$$

где $m_t = \operatorname{tg} \alpha_2 = 0,8$;

α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью, $\alpha_2 = 38,7^\circ$;

$H_d^t = YHB_{Q_{\min}} - \nabla nod = 1000,5 - 990,51 = 9,99 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(10 \cdot 9,99 - 919,2) \cdot 0,8 = 655,5 \text{ кПа}. \quad (4.88)$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -919,2 \cdot (1 + 0,8^2) + 10 \cdot 9,99 \cdot \\ &\quad \cdot 0,8^2 = -1443,6 \text{ кПа}. \end{aligned} \quad (4.89)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 9,99 = -99,9 \text{ кПа.} \quad (4.90)$$

Для особого сочетания нагрузок:

– для верховой грани:

$$\sigma_y'^u = -\frac{N'}{B_d} + \frac{6\sum M'}{B_d^2} = -\frac{9183,9}{27,64} + \frac{6 \cdot 75203}{27,64^2} = -258,35 \text{ кПа,}$$

где N' – сумма вертикальных сил, действующих на плотину, кН;

M' – сумма моментов всех сил, действующих на плотину, кН·м;

B_d – ширина подошвы плотины, м.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x'^u = \sigma_y'^u m_u^2 - \gamma_w H_d'^u (1 - m_u^2) = -10 \cdot 40,49 = -404,9 \text{ кПа,}$$

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

$H_d'^u = \nabla \Phi_{PU} - \nabla pod = 1031 - 990,51 = 40,49 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \operatorname{tg} \alpha_1;$$

α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как, у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\operatorname{tg} \alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке, кПа:

$$\tau_{xy}'^u = (\gamma_w H_d'^u + \sigma_y'^u) \cdot m_u = 0.$$

Максимальное растягивающее главное напряжение:

$$\sigma_1'^u = \sigma_y'^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d'^u m_u^2 = -258,35 + 10 \cdot 40,49 \cdot 0 = -258,35 \text{ кПа.}$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma_3'^u = -\gamma_w H_d'^u = -10 \cdot 40,49 = -404,9 \text{ кПа.}$$

– для низовой грани:

Нормальное напряжение на низовой грани:

$$\sigma_y'^t = -\frac{N'}{B_d} - \frac{6\sum M'}{B_d^2} = -\frac{9183,9}{27,64} - \frac{6 \cdot 75203}{27,64^2} = -922,9 \text{ кПа.}$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -922,9 \cdot 0,8 - 10 \cdot 12,23 \cdot (1 - 0,8^2) = \\ = -634,7 \text{ кПа},$$

где $m_t = \tan \alpha_2 = 0,8$;

α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью, $\alpha_2 = 38,5^\circ$;

$H_d'^t = УНБ_{Q\min} - \nabla no\delta = 1002,74 - 990,51 = 12,23 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}'^t = -(\gamma_w H_d'^t + \sigma_y'^t) m_t = -(10 \cdot 12,23 - 922,9) \cdot 0,8 = 640,47 \text{ кПа}.$$

Максимальное сжимающее главное напряжение:

$$\sigma_3'^t = \sigma_y'^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d'^t m_t^2 = -922,9 \cdot (1 + 0,8^2) + 10 \cdot 12,23 \cdot 0,8^2 = \\ = -1435,3 \text{ кПа}.$$

$$\sigma_1'^t = -\gamma_w H_d'^t = -10 \cdot 12,23 = -122,3 \text{ кПа}.$$

Расчёт краевых напряжений представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжения, кПа	Основной случай		Поверочный случай	
	напорная грань	низовая грань	напорная грань	низовая грань
σ_y	-224,85	-919,2	-258,35	-922,9
σ_x	-394,9	-624,3	-404,9	-634,7
τ_{xy}	0	655,5	0	640,5
σ_l	-224,85	-1443,6	-258,35	-1435,3
σ_3	-394,9	-99,9	-404,9	-122,3

4.9 Критерии прочности плотины

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

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (4.91)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc} = 1,00$ – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая;

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

– Основное сочетание нагрузок:

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_c} = \frac{1,2 \cdot 1 \cdot |-1443,6|}{0,9} = 1924,8 \text{ кН/м}^2. \quad (4.92)$$

Условие выполняется, т.к.:

$$1924,8 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

2) На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (4.93)$$

В данной работе $\sigma_y^u = -224,85 \text{ кПа}$, следовательно, условие выполняется.

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (4.94)$$

$$|-224,85| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 39,49$$

$$224,85 \text{ кН/м}^2 \geq 98,73 \text{ кН/м}^2.$$

Условие выполняется.

– Особое сочетание нагрузок:

$$1) R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_c} = \frac{1,2 \cdot 1 \cdot |-1435,3|}{0,9} = 1913,7 \text{ кН/м}^2.$$

Условие выполняется, т.к.:

$$1913,7 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

$$2) \sigma_y^{u'} < 0$$

$$\sigma_y^u = -258,35 \text{ кПа}$$

Условие выполняется.

$$3) |\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u$$

$$|-258,35| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 40,49$$

$$258,35 \text{ кН/м}^2 \geq 101,22 \text{ кН/м}^2.$$

Условие выполняется.

4.10 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.95)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc} = 1,00$ – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая;

$\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

– Основной расчетный случай:

$$R = (G_\delta + G_{n\tau} - W_{\sigma\sigma} - W_\phi + q_3 + W_{np}) \cdot \operatorname{tg}\varphi + c \cdot B_n \quad (4.96)$$

$$R = (8512,7 + 4799,8 - 2708,7 - 1214,8 + 12,88 + 194,7) \cdot 0,7 + 100 \cdot 27,64 = \\ = 9481,5 \text{ кН/м},$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – тангенс угла внутреннего трения скального грунта, $\operatorname{tg}\varphi = 0,7$

c – сцепление для доломитов, 100 кН/м^2 ;

B_n – ширина подошвы плотины $27,64 \text{ м}$.

Сдвигающая сила:

$$F = T_\delta - T_\tau + W_{\sigma\sigma} + E_\tau \quad (4.97)$$

$$F = 7649,1 - 489,5 + 3,65 + 11,76 = 7175 \text{ кН/м},$$

Таким образом, выполнено условие на сдвиг:

$$\frac{9481,5 \cdot 0,95}{7175 \cdot 1} = 1,26$$

$$1,26 > 1,2$$

- Особое сочетание нагрузок

$$R = (8041,5 + 4799,8 - 3316,2 - 1163 + 12,9 + 337,6) \cdot 0,7 + 100 \cdot 27,64 = \\ = 9366,4 \text{ кН/м},$$

Сдвигающая сила:

$$F = T_e - T_h + W_{voln} + E_h$$

$$F = 5670,2 - 165 + 4,4 + 0,1 = 5509,67 \text{ кН/м},$$

Таким образом:

$$\frac{9366,4 \cdot 0,95}{7323,5 \cdot 1} = 1,22$$

$$1,22 > 1,2$$

Условие на сдвиг выполнено.

5 Технология строительства

5.1 Организация строительства

Пропуск строительных расходов на начальном этапе осуществляется через стесненное русло реки, на заключительных этапах через донные отверстия.

Строительство основного периода гидроузла разбито на 5 этапов:

- 1 этап. Возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;
- 2 этап. Перекрытие русла;
- 3 этап. Наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища;
- 4 этап. Наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов;
- 5 этап. Наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

5.2 Первый этап

Основная задача первого этапа – возведение сооружений для перекрытия русла реки.

Строительство плотины начинается с перекрытия русла реки, создания котлована I очереди, в котором возводится водосливная плотина, глухая плотина и разделительный устой. Пропуск расхода на данном этапе осуществляется через стесненное русло реки со стороны левого берега. Для создания котлована, в котором будут производиться основные работы по возведению сооружения, необходимо возвести грунтовые перемычки. Часть русла, перекрытая перемычками, составляет 50 % ширины русла в створе.

Основные строительные работы I этапа:

- возведение верховой, продольной и низовой перемычек;
- откачка воды и водопонижение в котловане первой очереди;
- выемка скальных грунтов с врезкой в скалу левого берега с применением БВР;
- бетонирование тела водосбросной плотины, подводящего канала, быстротока, глухой левобережной бетонной плотины, разделенного устоя между водоливной и станционной частями, левобережной подпорной стенки;
- возведение банкета;
- монтаж затворов для донных отверстий и необходимого на этом этапе гидромеханического оборудования водосливной плотины.

5.2.1 Расчет пропуска расходов I очереди через стесненное русло

Определена скорость потока в сжатом русле $V_{cж}$:

$$V_{cж} = \frac{Q_{10\%}}{\omega_{cж}} = \frac{258,65}{152,83} = 1,69 \text{ м/с}, \quad (5.1)$$

где $\omega_{cж}$ – площадь сечения русла, равная:

$$\omega_{cж} = B_{cж} \cdot h_{cж} = 61,86 \cdot 2,47 = 152,83 \text{ м}^2, \quad (5.2)$$

где $B_{cж}$ – ширина сжатия русла, определяемая по формуле:

$$B_{cж} = 0,45 \cdot B_0 = 0,45 \cdot 137,46 = 61,86 \text{ м}, \quad (5.3)$$

$$h_{cж} = \nabla YB(Q10\%) - \nabla dna = 1002,47 - 1000 = 2,47 \text{ м} \quad (5.4)$$

При сравнении скорости потока в сжатом русле и судоходного критерия $1,69 < 3$, сделан вывод, что в период строительства через стесненное русло можно осуществлять судоходство.

Основание реки сложено доломитами. Допустимая неразмывающая скорость равна 6,5 м/сек.

Так как $V_{cж} < V_{размыва}$, то дно не размывается.

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

$$Z_{расч} = \frac{V_{cж}^2}{2\varphi^2 \cdot g} - \frac{V_0^2}{2g} \quad (5.5)$$

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

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

V_0 – скорость течения реки в естественном русле с учетом подпора, рассчитываемая по формуле:

$$V_0 = \frac{Q_{10\%}}{\omega_0} \quad (5.6)$$

где ω_0 , равно:

$$\omega_0 = B_0 \cdot (h_0 + Z_{прин}), \quad (5.7)$$

Значения $Z_{расч}$ определены при различных значениях $Z_{прин}$ и занесены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Определение $Z_{прин}$

$Z_{прин}, \text{ м}$	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
-----------------------	-----	-----	-----	-----	-----

ω_0	367,12	394,61	422,10	449,60	477,09
V_0 , м/с	0,70	0,66	0,61	0,58	0,54
$Z_{расч}$, м	0,20	0,21	0,21	0,21	0,21

Исходя из получившихся значений, построение графика не требуется, так как численные значения $Z_{расч}$ имеют малые расхождения.

Принято $Z_{расч} = 0,21$

Зная перепад, определена отметка гребня верховой перемычки:

$$\nabla ГВП_{I_{ou}} = YB_{быв} + Z_{прии} + d = 1002,47 + 0,21 + 1,5 = 1004,18 \text{ м} \quad (5.8)$$

где d – запас высоты гребня без учета ледохода, рассчитываемый по формуле:

$$d = h_n + \Delta h + \alpha = 1 + 0,5 = 1,5, \quad (5.9)$$

где h_n – высота наката ветровой волны на откос;

Δh – высота ветрового нагона откос;

α – запас откоса.

$$\nabla ГНП_{I_{ou}} = YH_{быв} + \alpha = 1002,47 + 0,5 = 1002,97 \text{ м} \quad (5.10)$$

5.2.2 Пропуск строительных расходов II очереди через донные отверстия в водосбросе

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

$$n_{\min} = \frac{Q_{cmp}}{V_{don} \cdot h_p \cdot l} = \frac{258,65}{6,5 \cdot 2,47 \cdot 8} = 2,01 \quad (5.11)$$

Перекрытие русла предлагается выполнять в ноябре месяца при расходе $Q_{nep} = 57 \text{ м}^3/\text{сек}$. $\nabla УНБ(Q_{nep}) = 1000,91 \text{ м}$.

Уровень воды в верхнем бьефе при Q_{nep} :

$$\nabla УВБ(Q_{nep}) = \nabla УНБ(Q_{nep} + Z_{max}) = 1000,91 + 1 = 1001,91 \text{ м} \quad (5.12)$$

Глубина воды над порогом донного отверстия:

$$Hn = \left(\frac{Q_{nep}}{m \cdot b \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{57}{0,3 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 1,93 \text{ м} \quad (5.13)$$

Отметка порога донных отверстий:

$$\nabla ПДО = \nabla УВБ(Q_{nep}) - H_n = 1001,91 - 1,93 = 999,98 \text{ м} \quad (5.14)$$

Принимаем $\nabla ПДО = 1000 \text{ м}$, равную отметке дна.

Отметка верха донного отверстия:

$$\nabla_{\text{верх}} \Delta O = \nabla \Pi \Delta O + h_{\text{оме}} = 1000 + 3 = 1003 \text{ м} \quad (5.15)$$

Так как $\nabla_{\text{верх}} \Delta O > 1002,47 (Q_{\text{cmp}})$ отверстие является незатопленным.

$$H_{eo} = \frac{Q_{\text{cmp}}^2}{\mu^2 \omega_{eo}^2 \cdot 2g} = \frac{258,65^2}{0,74^2 \cdot 72^2 \cdot 2 \cdot 9,81} = 1,20$$

$$\text{Где } \mu = \frac{1}{1 + \xi_{ex} + \frac{2gL}{C^2 R}} = \frac{1}{1 + 0,3 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot 27,64}{82,9^2 \cdot 1,71}} = 0,74$$

$$R = \frac{w}{x} = \frac{b \cdot h}{b + 2h} = \frac{8 \cdot 3}{8 + 2 \cdot 3} = 1,71$$

где C – коэффициент Шези, определен по графику в зависимости от R и n – коэффициент шероховатости, принятый равным для бетона 0,013.

$$\omega_{eo} = b \cdot h_{\text{оме}} \cdot n = 8 \cdot 3 \cdot 3 = 72 \text{ м}^2$$

$$\nabla \text{УВБ}(Q_{\text{cmp}}) = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{cmp}}) + H_{eo} + 0,5 \cdot h_{eo} = 1002,47 + 1,2 + 0,5 \cdot 3 = 1005,17$$

Отметка гребня верховой перемычки II очереди:

$$\nabla \text{ГВП}_{II_{o_4}} = \nabla \text{УВБ}(Q_{\text{cmp}}) + d = 1005,17 + 1,5 = 1006,67 \text{ м}$$

Отметка гребня низовой перемычки II очереди:

$$\nabla \text{ГНП}_{II_{o_4}} = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{cmp}}) + \alpha = 1002,47 + 0,5 = 1002,97 \text{ м}$$

Конструкции перемычек второй очереди конструкциям аналогичны перемычкам первой очереди.

5.2.3 Конструкция перемычек

Тип и профиль перемычек выбран – каменно-земляная трапецеидальная.

Ширину по гребню принимаем 4 м.

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

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

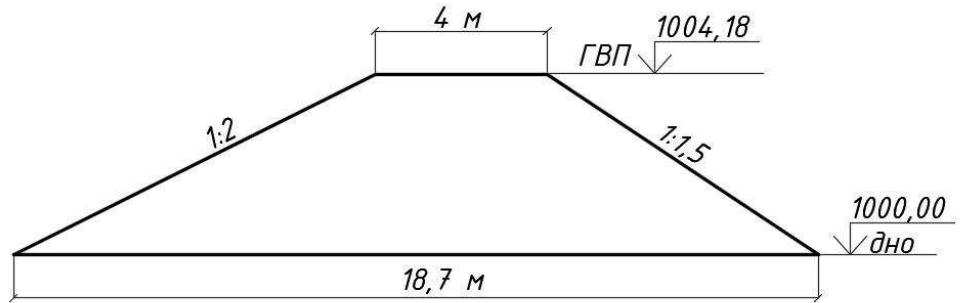


Рисунок 5.1 – Верховая перемычка I очереди

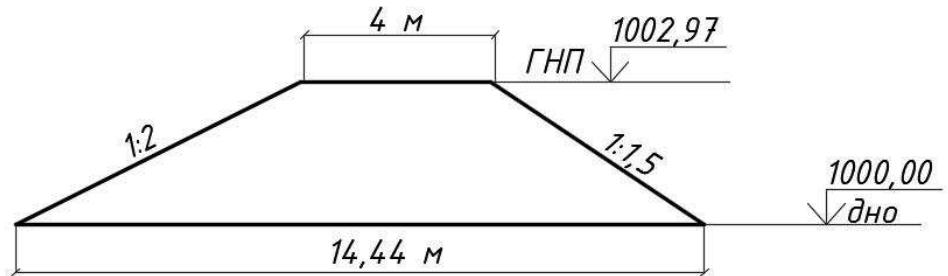


Рисунок 5.2 – Низовая перемычка I очереди

5.2.4 Технология возведения перемычек

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

Согласно ГЭСН 36-01-004-3 “Возведение плотин, способом отсыпки грунта в искусственные прудки слоями до 4 м” на 1000м³ грунта приходится 16,83 маш.ч./1000 м³.

С помощью программы AutoCAD определены площади поперечного сечения перемычек:

$$S_{en} = 47,67 \text{ м}^2;$$

$$S_{nn} = 27,35 \text{ м}^2.$$

Суммарный объём верховой и продольной перемычек первой очереди:

$$V_{cym} = L_{en} \cdot S_{en} + L_{nn} \cdot S_{nn} = 92,28 \cdot 47,67 + 149,06 \cdot 47,67 = 4398,99 + \\ + 7105,69 = 11504,68 \text{ м}^3 \quad (5.16)$$

где S_{nn} , S_{en} – площади поперечных сечений продольной и верховой перемычек соответственно;

L_{nn} , L_{en} – длины продольной и верховой перемычек соответственно.

Объем низовой перемычки равен:

$$V_{nn} = L_{nn} \cdot S_{nn} = 92,28 \cdot 27,35 = 2523,86 \text{ м}^3 \quad (5.17)$$

где L_{nn} – длина низовой перемычки;

S_{hn} – площадь поперечного сечения низовой перемычки.

Суммарный объем перемычек:

$$V_{nep} = V_{cym} + V_{hn} = 11504,68 + 2523,86 = 14028,54 \text{ м}^3 \quad (5.18)$$

Время возведения перемычек:

$$T = \frac{V_{nep} \cdot T_{nep}}{1000} = \frac{14028,54 \cdot 16,83}{1000} = 236,10 \text{ ч.} \quad (5.19)$$

5.3 Осушение котлована I очереди

Водоотлив котлована состоит из двух этапов: первоочередная откачка воды котлована и водопонижение

5.3.1 Первоочередная откачка воды

Первоочередная откачка воды выполнена методом открытого водоотлива

Определен объем воды, которую требуется откачать из котлована с учетом фильтрации:

$$V_{воды} = S_{ком} \cdot h_g \cdot 3 = 17002,46 \cdot 2,47 \cdot 3 = 125988,2 \text{ м}^3 \quad (5.20)$$

где $S_{ком}$ – площадь котлована, определяемая с помощью программы AutoCad;

h_g – глубина воды в котловане при строительном расходе воды в реке $Q_{cmp}=258,65 \text{ м}^3/\text{с}$, равная:

$$h_g = YB_{cmp} - \nabla дна = 1002,4 - 1000 = 2,46 \text{ м} \quad (5.21)$$

Откачка осуществлена насосами, установленными на берегу. Запланировано два насоса: основной и резервный, количество насосов влияет на время откачки. Объем откачиваемой воды равен 2-3 объемам котлована. Необходимо соблюдать интенсивность откачки, то есть градиент напоров не должен превышать допустимый для скального грунта, из которого сложены откосы котлована, в противном случае произойдет суффозия – и размыв бортов.

Для открытого водоотлива применяют насосы типа Д – одноступенчатые. Согласно ГОСТ 22247-96, для откачки воды выбраны консольные центробежные одноступенчатые насосы К100-80-125, производительность которых равна $W_g = 100 \text{ м}^3/\text{час}$ при высоте подъема воды до 20 м. Количество насосов принято $n=4$, с учетом водопонижения.

Технические характеристики выбранного насоса приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Технические характеристики насоса К100-80-125

Подача Q , $\text{м}^3/\text{ч}$ (л/ч)	Напор H , м	Частота вращения n , с^{-1} (об/мин)	Допускаемый кавитационный запас, м.	КПД, %
---	---------------	--	--	--------

100 (27,80)	20	48 (2900)	4,5	74
----------------	----	--------------	-----	----

Определяем время откачки при работе 24 час/сут:

$$T_{omk} = \frac{V_e}{W_e \cdot n} = \frac{125988,2}{100 \cdot 4} = 314,97 \text{ часов} = 14 \text{ суток} \quad (5.22)$$

Определяем интенсивность понижения уровня воды:

$$J = \frac{h}{t_{omk}} = \frac{2,49}{14} = 0,18 \text{ м/сут} \quad (5.23)$$

Полученная интенсивность откачки ниже допустимой величины для грунтов (доломит) $J_{don} = 0,5 \text{ м/сут}$. Рационально эти же насосы применять и в дальнейшем для поддержания котлована в осушенном состоянии.

5.3.2 Водонижение

Для поддержания котлована в сухом состоянии, необходимо по периметру устроить водосбросные канавки сечением 2x2 м и более и зумпфы-приямки – еще более глубокие, чем канавки. Откачка воды производится из приямков за пределы котлован по трубам. Насосы производительностью 20 м³/час, располагают во временных передвижных насосных станциях.

Выбраны насосы 1К 20/3. Мощность установленного электрического двигателя составляет 2,2 кВт

5.4 Цикл земельно-скальных работ в котловане I очереди

Производство земельно-скальных работ состоит из:

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

Определен объем земельно-скальных работ:

$$W_{zcp} = W_1 + W_2 + W_3 + W_4 + W_5 = 35717,23 + 14286,89 + 3178,14 + 28754,00 + 817,32 = 82753,58 \text{ м}^3 \quad (5.24)$$

где W_1 – объем врезки котлована

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

W_3 – выемка под водобойный колодец и рисберму,

W_4 – выемка под здание ГЭС,

W_5 – выемка под водоприемник

Объем земельно-скальных работ для I очереди строительства:

$$W_{zcpI} = W_1 + W_2 + W_3 = 17858,62 + 7143,45 + 3178,14 = 28180,20 \text{ м}^3 \quad (5.25)$$

где W_1 – объем врезки котлована I очереди

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

Объем земельно-скользких работ для II очереди строительства:

$$W_{3cpII} = W_1 + W_2 + W_4 + W_5 = 17858,62 + 7143,45 + 38754,00 + 817,32 = \\ = 64573,39 \text{ м}^3 \quad (5.26)$$

где W_1 – объем врезки котлована I очереди

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

5.4.1 Буровзрывные работы

Для разработки грунтов с помощью БВР используется метод скважинных зарядов. Схема бурения – вертикальные скважины с сеткой расположения 4x4 м. Бурение скважин в скальных грунтах (доломиты) выполняется с помощью станков роторно-шарошечного бурения. Данная схема бурения показана на рисунке 5.3.

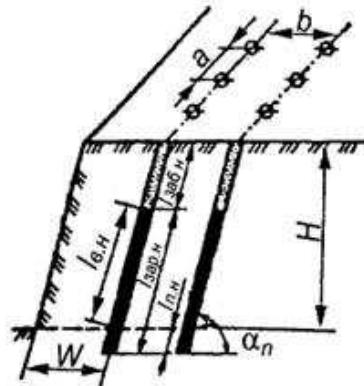


Рисунок 5.3 – Схема метода скважинных зарядов

Класс пород основания (доломиты) по относительному показателю трудности бурения породы, согласно шкалы М. М. Протодьяконова относится к категории IIIa средней трудности бурения с классом породы $P_b=6$ и имеет коэффициент крепости $f=8$.

Исходя из класса породы, выбрана модель бурового станка вращательного бурения типа 5СБШ-200-36 со средней скоростью бурения $V_b=10 \text{ м/ч}$. Масса T_{cm} станка равна 66 тонн. Управление станком производится из кабины, размещенной в передней части станка.

Сменная производительность бурового станка:

$$P_{b,cm} = \frac{T_{cm}}{T_0 + T_b} \cdot K_{u,b} = \frac{8}{0,1 \cdot 0,02} \cdot 0,8 = 53 \text{ м/cm}, \quad (5.27)$$

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

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

$K_{u,\delta}$ – коэффициент использования сменного времени.

$$T_0 = \frac{1}{V_\delta} = \frac{1}{10} = 0,1. \quad (5.28)$$

Определен объем буровых работ в пм бурения. Объем грунта, приходящийся на 1 скважину равен $V = 4 \cdot 4 \cdot 4 = 64 \text{ м}^3$. Диаметр скважин $d_{скв} = 200 \text{ мм}$.

Глубина скважин:

$$L_{скв} = H_{ycm} + h_n = 4 + 2 = 6 \text{ м} \quad (5.29)$$

где H_{ycm} – высота рабочего уступа, для экскаватора, которая составляет 4 м, h_n – глубина перебора, равная:

$$h_n = (10 \div 12) \cdot d_{скв}, \quad (5.30)$$

$$h_n = 10 \cdot d_{скв} = 10 \cdot 0,2 = 2 \text{ м.}$$

Количество скважин:

$$N_{скв} = \frac{W}{96} = \frac{82753,58}{96} = 862,02 \text{ шт}, \quad (5.31)$$

где W – суммарный объем земляных работ, определяемый по формуле (5.5.)

Количество скважин принято $n = 863 \text{ шт.}$

Объем (в погонных метрах) бурения:

$$V_{nm.бyp} = N_{скв} \cdot L_{скв} = 863 \cdot 6 = 5178 \text{ пм} \quad (5.32)$$

Количество смен, требуемое на бурильные работы:

$$n_{см} = \frac{V_{nm.бyp}}{\Pi_{\delta,cm}} = \frac{5178}{53} = 97,7 \text{ смен} \quad (5.33)$$

5.4.2 Производство земляных работ

Разработку разрыхленного грунта выполняем экскаватором.

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

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

Выбран экскаватор ЭО – 5119 емкостью ковша 1,2 м^3 , на гусеничном ходу. Максимальная емкость ковша – 1 м^3 .

В качестве транспорта для погрузки грунта выбран самосвал. Исходя из условия, что объем кузова автосамосвала равен $4\div 5$ ковшей экскаватора, то есть $W = 5 \cdot 1,2 = 6 \text{ м}^3$, подбираем самосвал КамАЗ-55111 объемом кузова $6,6 \text{ м}^3$.

Техническая производительность экскаватора:

$$\Pi_{\text{т}} = \frac{3600 \cdot q \cdot K_h}{t_u K_p} = \frac{3600 \cdot 1,2 \cdot 0,9}{25 \cdot 1,5} = 103,68 \text{ м}^3 / \text{час}, \quad (5.34)$$

где q – вместимость ковша;

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

t_u – продолжительность цикла (для данных условий), с;

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

Коэффициент K_p определяется по формуле:

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

Эксплуатационная производительность экскаватора:

$$\Pi_s = \Pi_{\text{т}} \cdot T_p \cdot K_e = 103,68 \cdot 1 \cdot 0,8 = 82,94 \text{ м}^3 / \text{час}, \quad (5.36)$$

где $\Pi_{\text{т}}$ – техническая производительность;

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

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

Необходимое количества транспорта:

$$(m-1) \cdot T_n = \frac{L_1}{V_1} + \frac{L_2}{V_2} + Tp + T_3 = \frac{2,87}{60} + \frac{2,87}{20} + 0,011 + 0,25 = 0,45 \quad (5.37)$$

где m – количество единиц транспорта на 1 экскаватор;

T_n – время погрузки 1 машины, определяется по формуле 4.15;

L_1, L_2 – расстояние от створа гидроузла до бетонного завода туда и обратно соответственно, $L_1=L=2,87 \text{ м}$;

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

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

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

Время погрузки:

$$T_n = \frac{W}{\Pi_e} = \frac{6,6}{82,94} = 0,079 \text{ ч}, \quad (5.38)$$

где W – емкость кузова в м^3 ;

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

Тогда:

$$m = \frac{0,45}{0,079} + 1 = 6,70 \text{ шт.}$$

Принято $m = 7$ шт.

Производительность экскаватора в месяц:

$$\Pi_m = \Pi_e \cdot T_p \cdot K_e = 82,94 \cdot 8 \cdot 21 \cdot 0,8 = 11147,14 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Тогда время работы экскаватора:

$$T = \frac{W}{\Pi_m} = \frac{82753,58}{11147,14} = 7,4 \text{ мес.} \quad (5.39)$$

Интенсивность земляных работ:

$$J_{zp} = \frac{T}{W} = \frac{7,4}{82753,58} = 0,00009 \text{ мес} / \text{м}^3 \quad (5.40)$$

5.5 Производство бетонных работ

Цикл бетонных работ состоит из:

- Вспомогательных работ: опалубочные и арматурные работы;
- Основных работ: приготовление бетонной смеси, транспорт бетонной смеси (горизонтальный и вертикальный), подготовка блока к бетонированию, укладка и уплотнение бетонной смеси, уход за бетоном и контроль качества бетонных работ.

5.5.1 Определение объемов бетонных работ

Объем бетонирования водосливной части $V_b = 28853,27 \text{ м}^3$.

Суммарный объем бетона левобережной и правобережной глухих частей плотины составляет $V_{e,n} = 146516,89 \text{ м}^3$, сооружения расположенные по водотоку – $3178,14 \text{ м}^3$.

Объем бетона $V = 28853,27 + 146516,89 + 3178,14 = 178548,3 \text{ м}^3$

5.5.2 Приготовление бетонной смеси

Приготовление бетонной смеси осуществляется на бетонном заводе, принимающем бетонный завод «СТАНДАРТ-30», который находится в 2,87 км от производимых работ в месте возведения плотины. Тип завода: полуавтоматический, стационарный.

Базовая комплектация:

- бетоносмеситель БП-1Г-900С;
- скиповый подъемник с лебедкой;
- эстакада с высотой выгрузки 4 м;
- дозирующий комплекс 10м³ (2х5м³);
- дозатор цемента ДЦ-300 (300 кг);
- дозатор воды ДВПЛ-2;
- компрессор Abac (Италия);
- полуавтоматический пульт управления;
- шнек для цемента 6 метров;
- силос цемента СЦ-32;
- установка дозатора хим. добавки.

Технические характеристики:

- производительность 20÷30 м³/час;
- общая мощность 45 кВт;
- исполнение летнее (в связи с выбранным регионом);

5.5.3 Горизонтальный транспорт бетонной смеси

Доставку бетонной смеси от бетонного завода осуществляем путем транспортировки автобетоносмесителем.

Выбран автобетоносмеситель с емкостью барабана 3,2 м³ Nissan Condor MK36C.

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

$$Q = \frac{q \cdot 60 \cdot T \cdot k}{t(\text{ц})} = \frac{3,2 \cdot 60 \cdot 8 \cdot 0,8}{26} = 47,26 \text{ м}^3 / \text{смена}, \quad (5.42)$$

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

60 – количество минут в часе;

T – продолжительность смены в часах;

k – Коэффициент использования рабочего времени = 0,8;

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

Потребность количества автотранспорта:

$$N_p = \frac{I}{Q} = \frac{353}{47,26} = 8 \text{ машин} \quad (5.43)$$

где $I=7422 \text{ м}^3/\text{мес}=353 \text{ м}^3/\text{см}$, интенсивность укладки бетонной смеси в блок в $\text{м}^3/\text{ч}$ с календарного графика.

5.5.4 Вертикальный транспорт бетонной смеси

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

Для производства укладки блоков выбран башенный кран КБГС-450, грузоподъемностью 10-25 т. Технические характеристики крана указаны в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Технические характеристики крана КБГС-450

Наименование	Значение
Наибольший вылет крюка, м.	40
Высота подъема, м.	45
База крана, м.	10
Длина колеи, м.	10
Скорость передвижения, м/мин.	9
Вес, т.	268
Грузоподъемность, т.	10-25

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

Время укладки бетона:

$$T_{yk} = \frac{S \cdot T}{100} = \frac{178548,3 \cdot 10,26}{100} = 18319,06 \text{ маш/ч} = 764 \text{ сут.} \quad (5.44)$$

где S – площадь поверхности бетона;

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

5.5.6 Опалубочные работы

Площадь опалубливаемой поверхности в м^2 :

$$S = V \cdot K_{on} = 178548,3 \cdot 0,4 = 71419,32 \text{ м}^2 \quad (5.45)$$

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

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

Тип опалубки: деревянная крупнопанельная щитовая плоская с крупнопанельными тяжами.

Монтаж опалубки выполняется с помощью бетоноукладочных кранов. Количество машино-часов для установки и разборки выбранного типа опалубки при подаче кранами башенными бетоноукладочными 10-25 т: определяем по ГЭСН37-01-015-01 – 13,21 маш/ч на 100 м² опалубливаемой поверхности.

Время выполнения опалубочных работ:

$$T_{on} = \frac{S \cdot T}{100} = \frac{71419,3 \cdot 13,21}{100} = 9434,49 \text{ маш/ч} = 394 \text{ сут.}$$

где S – площадь опалубливаемой поверхности;

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

5.5.7 Арматурные работы

В соответствии с температурой самой холодной пятидневки региона (-15°C), согласно СП 63.13330.2012 выбрана арматура марки А500, диаметром 10-40мм в зависимости от типа конструкции. Тип выбранной арматуры: горячекатаная периодического профиля.

Объем арматурных работ:

$$S = V \cdot K_{ap} = 178548,3 \cdot 15 = 2678224 \text{ кг} = 2678,22 \text{ тонн} \quad (5.46)$$

где V – объем бетона для армирования S , м³;

$K_{ap} = 15$ – коэффициент армирования.

Монтаж арматурных изделий выполняется с помощью бетоноукладочных кранов. Количество машино-часов для установки армокаркасов и армоферм массой до 5 тонн кранами башенными бетоноукладочными 10-25 тонн определяем по ГЭСН37-01-027-02 – 75,21 маш/ч на 100 т. арматуры.

Время выполнения арматурных работ:

$$T_{on} = \frac{S \cdot T}{100} = \frac{2678,22 \cdot 75,21}{100} = 2014,29 \text{ маш/ч} = 84 \text{ сут.}$$

где S – площадь армируемой поверхности;

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

5.5.8 Виброрование бетона

Виброрование бетона выполняется с помощью глубинного вибратора.

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

Время выполнения вибрирования:

$$T_{виб} = \frac{S \cdot T}{100} = \frac{178548,3 \cdot 28,68}{100} = 51207,65 \text{ маш/ч} = 2134 \text{ сут.}$$

где S – площадь вибрируемой поверхности;

T – количество машино-часов, определенное по ГЭСН 37-01-002-02 в соответствии с выбранным типом вибратора.

Суммарное время на выполнение бетонных работ:

$$\begin{aligned} T_{виб} &= T_{yk} + T_{on} + T_{ap} + T_{виб} = 18319,06 + 9434,49 + 2014,29 + 51207,65 = \\ &= 80975,49 \text{ маш/ч} \end{aligned} \quad (5.47)$$

Интенсивность бетонных работ:

$$J = \frac{T}{S} = \frac{80975,49}{178548,3} = 0,45 \text{ маш.час / м}^3 \quad (5.48)$$

где S – площадь поверхности бетона;

T – суммарное время выполнения бетонных работ.

5.6 Второй этап: перекрытие русла

Основная задача второго этапа – перекрытие русла.

Пропуск строительного расхода при перекрытии русла производится через донные отверстия в бетонной водосливной плотине котлована первой очереди.

Основные работы второго этапа:

- Предварительное стеснение русла перемычками II очереди;
- Разборка низовой перемычки I очереди и затопление котлован;
- Разборка верховой перемычки I очереди (расходы пропускаются через донные отверстия);
- Отсыпка банкета в проране для перекрытия реки.

5.7 Третий этап

Основная задача третьего этапа – наращивание сооружения до отметок для начала наполнения водохранилища

Основные строительные работы III этапа (котлован II очереди):

- 1) Возведение верховой и низовой перемычек II очереди (котлован II очереди);
- 2) Откачка воды и водопонижение в котловане II очереди;
- 2) Выемка скальных грунтов с врезкой в скалу правого берега

применением БВР;

3) Бетонирование глухой левобережной бетонной плотины левобережной подпорной стенки;

4) Наращивание тела водосбросной плотины, подводящего канала, быстротока.

5) Устройство глубокой цементационной завесы;

6) Бурение дренажных скважин в основании плотины.

Конструкции перемычек II очереди, технологию возведения, механизмы и транспорт принимаем аналогичными, как для перемычек I очереди. Все работы: водоотлив, БВР, выемка грунтов, бетонные по котловану II очереди выполняются аналогично, как в котловане I очереди с применением тех же технологий, механизмов и транспорта. Объемы и время выполнения работ приведены в итоговых таблицах.

5.8 Четвертый этап

Основная задача четвёртого этапа – наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов.

Основные строительные работы IV этапа

1) Наращивание всех основных сооружений по всему напорному фронту;

2) Регулируемый пропуск строительных расходов для обеспечения наполнения водохранилища для пуска первых ГА;

3) Пуск агрегатов 1 очереди.

5.9 Пятый этап

Основная задача четвёртого этапа – наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

Состав работ:

1) Наращивание всех основных сооружений по всему напорному фронту;

2) Поочередный пуск агрегатов.

5.10 Определение технологии и времени проходки деривационного туннеля

С помощью ген. плана определена длина напорного туннеля $L_t=6718$ м.

Сечение туннеля принято 6x8 м. Группа грунтов (доломилы) соответствует 8 группе про проходке.

Объем выемки туннеля равен $V_{тын}=6\cdot8\cdot6718=322464$ м³

Проходка туннеля начинается с проходки подходной штольни, что позволяет выполнять проходку несколькими механизмами.

Количество машино-часов проходки туннелей некругового сечения более 20 до 60 м² способом сплошного забоя без буровых рам при монолитной обделке без временных крепей в грунтах группы: 8, определяем по ГЭСН 29-01-071-03 – 33,76 маш/ч на 100 м³ грунта.

Время выполнения проходки:

$$T_{\text{прох}} = \frac{S \cdot T}{100} = \frac{332464,00 \cdot 33,76}{100} = 112240 \text{ маш/ч} = 4677 \text{ сут.}$$

где S – объем грунта;

T – количество машино-часов, определенное по ГЭСН 29-01-071-03.

Толщина бетонной обделки туннеля принята 400 мм.

Количество машино-часов устройства монолитной бетонной обделки свода и стен туннелей, разработанных на полный профиль, с переставной металлической опалубкой в грунтах 8-11 групп, толщина обделки: более 30 до 50 см, определяем по ГЭСН 29-01-147-10: – 267,32 маш/ч на 100 м³ бетона.

Площадь обделки: $S = (6+8) \cdot 2 \cdot 6718 \cdot 0,4 = 75242 \text{ м}^3$

$$T_{\text{бет}} = \frac{S \cdot T_{\text{обо}}}{100} = \frac{75242 \cdot 267,32}{100} = 201137 \text{ маш/ч} = 8381 \text{ сут.}$$

где S – объем бетона;

T – количество машино-часов, определенное по ГЭСН 29-01-147-10.

Объемы бетонных работ на каждом этапе приведены в таблицах 5.4 и 5.5

Интенсивность БВР $J_{БВР}=0,0025$ смены /м³, интенсивность ЗР $J_{ЗР}=0,00009$ мес/м³

Таблица 5.4 – Объемы земляных работ

№ этапа	Земляные работы	Объем, м ³	Месяцы	Примечания
Выемка грунта				
I	Котлован I очереди (скольного грунта)	28180,20	БВР=1,2 ЗР=2,5	БВР в 3 смены: 3,4/3=1,2
III	Котлован II очереди (скольного грунта)	25818,38	БВР=1,0 ЗР=2,3	БВР в 3 смены: 3,1/3=1,0
III	Здание ГЭС	28754,00	БВР=3,4 ЗР=0,5	БВР в 1 смену
III	Деривационный туннель	322464	156	В 3 смены 1 механизмом
Насыпные работы				
Перемычки котлована I очереди				
I	Низовая перемычка	2523,86	БВР=0,3 ЗР=0,22	БВР в 1 смену
	Продольная перемычка	7105,7	БВР=0,8 ЗР=0,64	БВР в 1 смены
	Верховая перемычка	4398,99	БВР=0,52 ЗР=0,4	БВР в 1 смены
II	Перемычки котлована II очереди	6923	БВР=0,8 ЗР=0,6	БВР в 1 смену
II	Перекрытие русла			

Интенсивность бетонных работ $J=0,45$ маш.ч/м³

Таблица 5.5. – Объемы бетонных работ.

№ этапа	Бетонные работы	Объем, м ³	Месяцы	Примечания
I	Водосливная плотина до отметки 1008 м	11459	11	3 смены 1 кран
I	Правобережная глухая плотина До отметки 1008 м	41879	38	3 смены 1 кран

Продолжение Таблицы 5.5

№ этапа	Бетонные работы	Объем, м ³	Месяцы	Примечания
III	Левобережная глухая плотина до отметки гребня	83724	75	3 смены 1 кран
III	Водосливная плотина от отметки 1008 м до отметки гребня	17394	16	3 смены
III	Правобережная глухая плотина от отметки 1008 м до отметки гребня	20914	41,5	3 смены
III	Деривационный туннель, бетонирование обделки	75242	279	3 смены
III	Водоприемник	4786	5	3 смены
III	Здание ГЭС	10567	10	3 смены

6 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Терекской ГЭС-2. Охрана труда и противопожарная безопасность

6.1 Общие сведения о районе строительства

Качество воды реки Терек на протяжении ряда лет характеризуется в диапазоне от «умеренно загрязненная» до «очень грязная». Характерными загрязняющими веществами являются нефтепродукты, органические вещества, металлы. Загрязнение реки связано с антропогенной деятельностью водопользователей, наличием неорганизованных сбросов, поверхностными смывами с загрязненных территорий.

Основные источники загрязнения: предприятия по производству спирта на территории республик Северная Осетия-Алания и Кабардино-Балкарской; загрязненные водосборные площади на территории Чеченской Республики;

Тип ландшафта в месте расположения гидроузла относится к верхнегорному лесному. Преобладают сосны и березы.

На территории реки Терек водится 34 вида млекопитающих, земноводных – 3 вида, пресмыкающихся – 5, птиц – 116.

К основным видам относятся:

- парнокопытные – изюбрь, лось, кабарга, косуля.
- пушные - медведь, росомаха, волк, выдра, американская норка, белка, заяц, соболь, колонок, ласка;
- птицы – кряква, белая трясогузка, речная крачка, веснянка, чечевица, ястребиная сова.

К животным включенным в Красную книгу РФ относятся: зубр, дикий кабан, рысь гадюка степная шакал, жаба зеленая, беркуты, кавказский тетерев, орел-могильник и орел-ягнятник и др.

В связи с этим, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности исчезающих видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Терекского гидроузла на редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Терек на участке строительства представлены следующими видами: сом, плотва, форель, лосось. и др.

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», а так же Государственному рыбохозяйственному реестру, река Тerek, относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Тerek необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Терекской ГЭС-2 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 Тереского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе сводка леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды в нижнем бьефе Тереского гидроузла;
- 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;
- очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

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

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

6.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

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

- разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;
- мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантов проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ;

- работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;

- 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 асептизации, 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 двутертийной 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 включают в себя организационные и санитарно-технические мероприятия.

К организационным мероприятиям относятся:

- разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

- разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

- разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

- получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

- получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

- оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- организация и проведение производственного экологического контроля.

К санитарно-техническим мероприятиям относятся:

- раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
- передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- организация контроля над соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;
- соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

6.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме, лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

6.4.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

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

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

где N – объем бетонных работы, ($N = 59459,58 \text{ м}^3$),

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

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

$$M = \frac{59459,58 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 2675,68 \text{ т.}$$

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

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

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

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

где N – количество арматуры, ($N = 2678,22 \text{ т}$),

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

ρ – плотность бетона, $\rho = 2,0 \text{ т} / \text{м}^3$.

$$M = \frac{2678,22 \cdot 1}{100\%} \cdot 2 = 53,56 \text{ т.}$$

6.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Терекской ГЭС-2 воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель–генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- регулирование водным режимом водотока;
- очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

– при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

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

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Тerek от сбросов Терекской ГЭС-2 ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения села Ахсарисар, в пределах промышленных площадок объектов Терекской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

6.6 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территории и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам технологического проектирования гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, трудового кодекса, санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, государственным стандартам безопасности труда, правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, правилам устройства электроустановок, техническому регламенту о пожарной безопасности и правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовыми актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приёмам работ, приёмам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению, а также снижению производственного травматизма и заболеваемости.

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

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

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учёте несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, введённых уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающим безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;

- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой деятельности, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

6.7 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждённых МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

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

Руководители структурных подразделений, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчинённого 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 постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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

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

Подготовка инженерно-технических работников, рабочих и служащих МБГЭС по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

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

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

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

7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Продажи электроэнергии позволяют получить определенную прибыль, что показано в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность, МВт	102	102	102	102	102
Число использования установленной мощности, часы	6400	6400	6400	6400	6400
Выработка электроэнергии, МВт·ч	665600	665600	665600	665600	665600
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Расход электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	9984	9984	9984	9984	9984
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	655616	655616	655616	655616	655616
Тариф на электроэнергию, руб/МВт·ч	1175	1206	1235	1262	1289
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб.	770,35	790,67	809,69	827,39	845,09
НДС к выручке, млн. руб.	128,39	131,78	134,95	137,90	140,85

7.2 Текущие расходы по гидроузлу

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

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2. Удельные значения расходов на ремонт представлены в таблице 7.3

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб
Расходы на оплату труда	777,30	67,39
Прочие	493,60	42,80
Итого по ГЭС		110,19

Таблица 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы жизненного цикла (лет)			
1-5	6-15	16-25	свыше 25
0,12%	0,17%	0,30%	0,40%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с единым сценарным условием РусГидро. Результат расчетов представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	11,74
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 руб/Мвт·ч	1,16
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт·ч	0,34
Итого		13,24

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 8,4 руб [добавить ссылку по счету].

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб.	55,53	72,43	72,43	72,43	72,43
Расходы на страхование, млн.руб	15,46	17,62	17,62	17,62	17,62
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	110,19	132,22	132,22	132,22	132,22
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	2,74	3,12	3,12	3,12	3,12
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	13,24	15,89	15,89	15,89	15,89
Налог на воду, млн.руб.	4,58	6,11	6,11	6,11	6,11
Итого, млн.руб.	201,74	247,40	247,40	247,40	247,40

Структура текущих затрат по гидроузлу представлена на рисунке 7.1

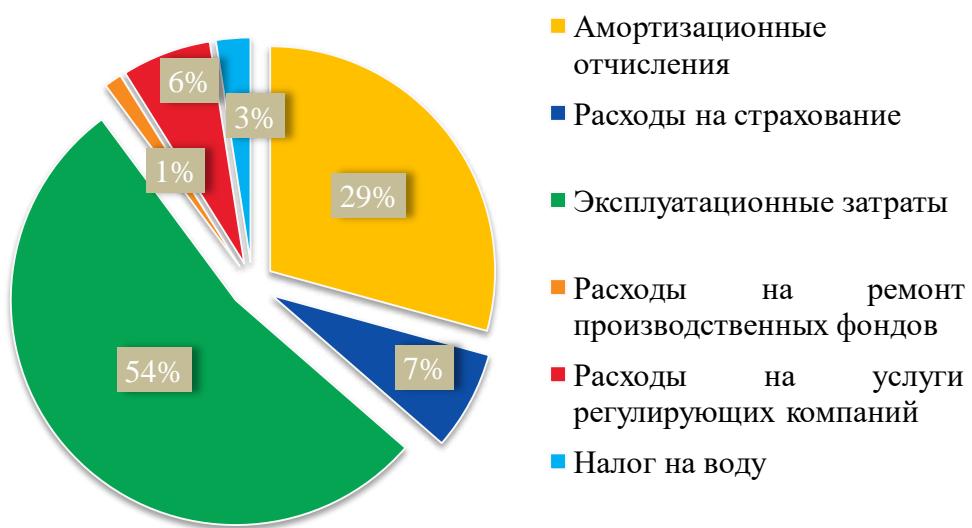


Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

В структуре затрат наибольшая доля средств приходится на эксплуатационные, так как, на гидроэлектростанции имеется множество оборудования, которое требует постоянный контроль и своевременное обслуживание.

7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 8,4 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2029	2030	2031	2032	2033
Налог на прибыль, млн.руб.	300,74	304,68	308,03	311,16	314,46
НДС, млн.руб.	194,70	329,89	332,93	335,74	338,72
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02
Налог на имущество, млн.руб.	33,51	31,92	30,33	28,73	27,14
Итого, млн.руб.	532,97	670,51	675,31	679,65	684,34

7.4 Оценка суммы прибыли

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн.руб.	1530,73	1570,36	1605,78	1633,66	1650,89
Текущие расходы, млн.руб.	247,40	247,40	247,40	247,40	247,40
EBITDA (валовая прибыль, млн.руб.)	1524,62	1564,25	1599,67	1627,54	1644,78
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	1398,43	1439,65	1476,66	1506,13	1524,96
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	279,69	287,93	295,33	301,23	304,99
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	1118,74	1151,72	1181,33	1204,91	1219,97
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Динамика чистой прибыли за годы эксплуатации представлена на рисунке 7.2.

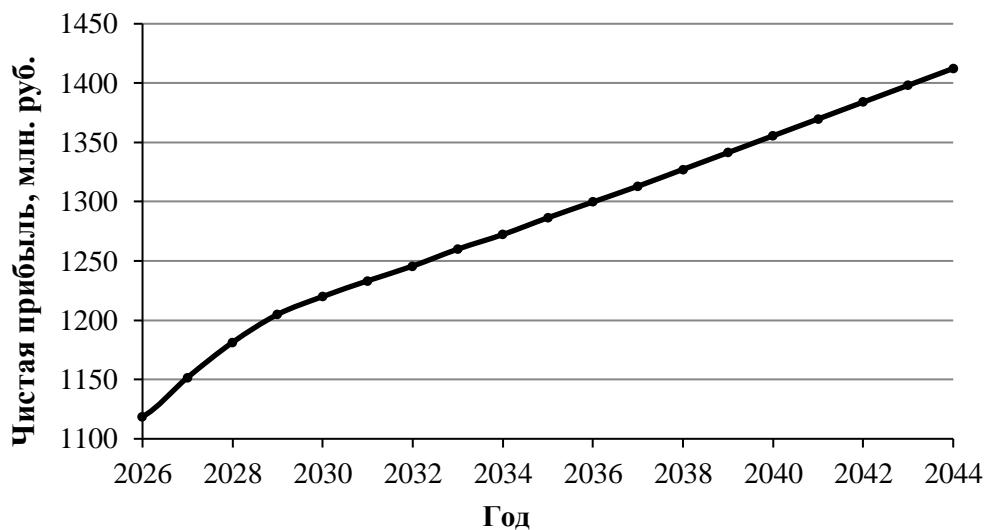


Рисунок 7.2 – Чистая прибыль за годы эксплуатации

Расчёт чистой прибыли показал, что проект будет увеличивать свою экономическую эффективность с 2026 года до 2044.

7.5 Оценка инвестиционного проекта

7.5.1 Коммерческая эффективность

Показатели эффективности представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Показатели эффективности реализации проекта

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес.	212,00
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	1049,82
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,18
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	13,84
Себестоимость электрической энергии, руб/КВт·ч	0,19
Удельные капиталовложения, руб/КВт	74734,62

7.5.2 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029
В федеральный бюджет, млн.руб.	8,00	266,50	297,38	304,85	505,57
В региональный бюджет, млн.руб.	27,34	38,29	36,70	35,11	33,51
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	35,34	304,79	334,08	339,95	539,07

7.6 Анализ чувствительности

Произведена оценка индекса доходности относительно ставки дисконтирования, уровня налогообложения, изменения объёма инвестиций, изменения цены электроэнергии и мощности. Изменение индекса доходности в зависимости от изменения ставки налогов представлено на рисунке 7.3.

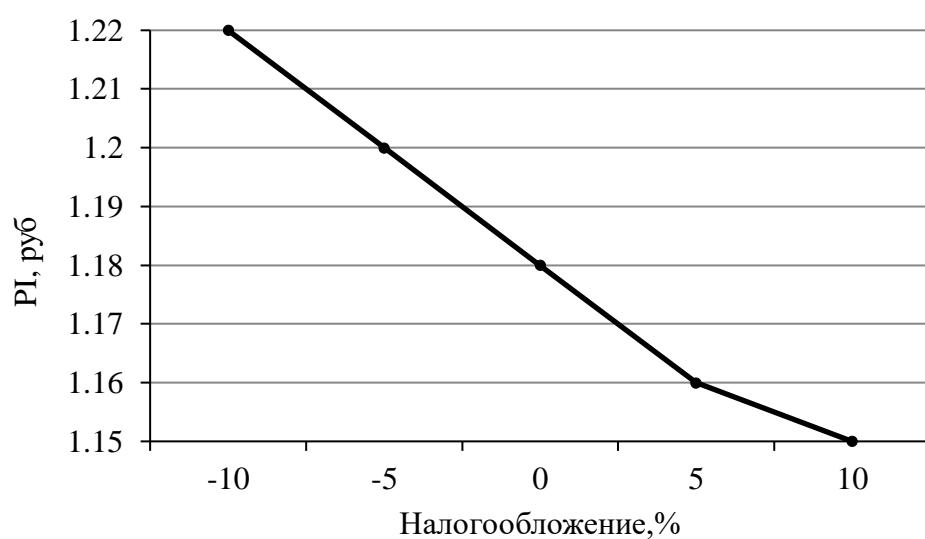


Рисунок 7.3 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения ставки налогов

Анализ чувствительности PI относительно ставки дисконтирования, и цены сбыта представлены в виде графиков, изображённых на рисунках 7.4-7.5.

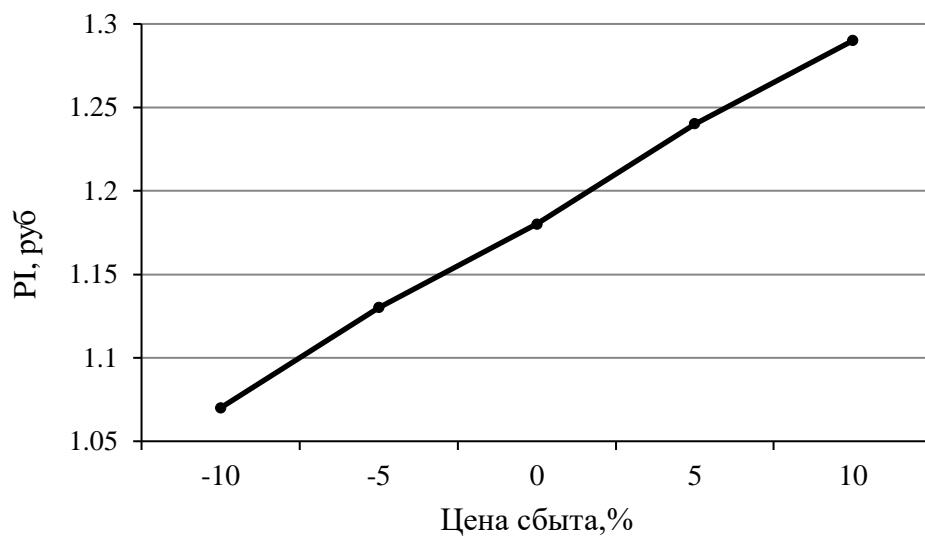


Рисунок 7.4 – Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

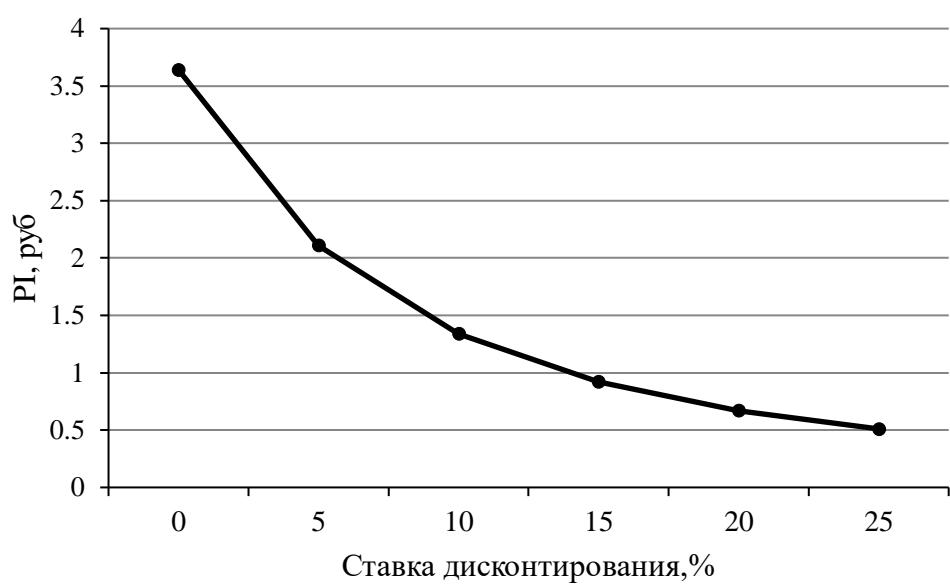


Рисунок 7.5 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

8 Гидравлический расчет конструкционных элементов деривационной ГЭС

8.1 Выбор типа и гидравлический расчет водоприемника

8.1.1 Выбор типа водоприемника водопроводящего тракта

С учетом высокой величины колебаний уровней воды в ВБ при сработке водохранилища (14,7 м), выбран водоприемник глубинного типа.

В целях уменьшения строительных затрат, конструкция глубинного водоприемника выбрана берегового типа согласно расположения трассы деривационного туннеля. Береговой водоприемник находится на правом берегу.

Конструкция включает в себя 2 характерных участка:

- Входной участок

На входном участке водоприемника расположены: забральная и напорная стенка; порог в виде криволинейной поверхности, обеспечивающий плавное поступление воды в водоприемник; пазы ремонтного и аварийно-ремонтного затворов; сороудерживающая решетка; аэрационная и обводная трубы;

– Сопрягающий участок (конфузорный участок), расположенный в конце переходного участка. В пределах этого участка осуществляется изменение формы поперечного сечения водовода от прямоугольного к круглому.

Сороудерживающая решетка, выполненная из стержней, предназначена для предохранения гидротурбин от плавающих тел при входе в водоприемник. Размер решетки соответствует размерам входного окна водоприемника по сечению, а также по форме.

Согласно [21], при температуре переохлаждения воды выше $-0,1^{\circ}\text{C}$, прилипание шуги, плывущей в потоке и кристаллизации переохлажденной воды на сороудерживающей решетке не наблюдается. Обогрев решетки в выбранном регионе не требуется.

8.1.2 Определение основных параметров водоприемника

Площадь входного окна водоприемника определяется по формуле:

$$F_{ex} = \frac{1,25 \cdot Q_{ГЭС} \cdot k_{ct}}{v_{bm}} = \frac{1,25 \cdot 102,2 \cdot 1,2}{1,2} = 124,56 \text{ м}^2 \quad (8.1)$$

где 1,25 – коэффициент, учитывающий засорение отверстий, зависит от степени засорения реки;

$Q_{ГЭС}$ – расход через гидроагрегаты $Q_{ГЭС}=102,2 \text{ м}^3/\text{с}$;

$v_{bm}=1,2 \text{ м}/\text{с}$ – скорость втекания в водоприемные отверстия для глубинного водоприемника в первом приближении, определяемая согласно [22].

k_{ct} – коэффициент, учитывающий стеснение отверстий стержнями сороудерживающей решетки, равный:

$$k_{ct} = \frac{c_{ct} + a_{ct}}{a_{ct}} = \frac{1+6}{6} = 1,2 \quad (8.2)$$

где $c_{ct} = 1 \text{ см}$ – толщина стержней решетки, принимаемая для глубинных водоприемников не менее 12 мм согласно [22];

a_{ct} – расстояние между стержнями решетки в свету, принимаемое в зависимости от типа и диаметра гидротурбины [23], для радиально-осевой гидротурбины с диаметром рабочего колеса 2,24 м – $a_{ct} = 6 \text{ см}$.

Отметка порога водоприемного отверстия равна:

$$\nabla PBO = \nabla dna + h_a + a = 1000 + 2 + 1 = 1003 \text{ м} \quad (8.3)$$

где $h_a = 2 \text{ м}$ – толщина слоя наносов;

a – конструктивный запас для защиты от попадания осажденных наносов, $a=1 \text{ м}$.

Согласно [21], отметка порога водоприемного отверстия должна находиться не менее чем на 3-5 м ниже минимального уровня водохранилища. Отметка уровня мертвого объема соответствует отметке 1015,3 м, что на 12,3 м выше отметки порога водоприемного окна. Выбранная отметка $\nabla PBO = 1003 \text{ м}$ соответствует всем условиям заглубления.

Отметку передней кромки вертикальной забральной стенки согласно [21], рекомендуется заглублять под уровень УМО не менее чем на 0,5 м.

Отметка верха водоприемного отверстия равна:

$$\nabla BBO = \nabla YMO - 0,8 = 1015,3 - 3 = 1012,5 \text{ м} \quad (8.4)$$

Входное окно водоприемника расположена под углом 51° к горизонту. Высота входного водоприемного окна рассчитана по программе AutoCAD $H_{ex} = 11,5 \text{ м}$.

Ширина входного водоприемного окна рассчитывается по формуле:

$$B_{ex} = \frac{F_{ex}}{H_{ex}} = \frac{124,56}{11,5} = 10,8 \text{ м} \quad (8.5)$$

Размеры входного водоприемного окна приняты $11,5 \times 11 \text{ м}$. Площадь водоприемного окна $F_{ex} = 126,5 \text{ м}^2$.

Уточненная скорость втекания в водоприемное отверстие:

$$v_{ex} = \frac{1,25 \cdot Q_{ГЭC} \cdot k_{ct}}{F_{ex}} = \frac{1,25 \cdot 102,2 \cdot 1,17}{126,5} = 1,18 \text{ м} \quad (8.6)$$

8.1.3 Определение потерь напора в водоприемнике

Суммарные потери водоприемника складываются из местных потерь:

- На входе в водоприемное отверстие;
- На сороудерживающей решетке;
- На сопрягающем участке.

Местные потери напора в водоприемнике рассчитываются по формуле [23]:

$$h_{m.b} = \alpha \cdot \zeta \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (8.7)$$

где α – коэффициент кинетической энергии, учитывающий различие скоростей в секциях водоприемника, при односекционном водоприемнике $\alpha=1$;

ζ – коэффициент сопротивления на соответствующем участке;

v – средняя скорость на характерном участке.

Потери напора на входе в водоприемное отверстие (8.7):

$$h_{m.ex} = \zeta_{ex} \frac{v_{ex}^2}{2g} = 0,04 \cdot \frac{1,18^2}{2 \cdot 9,81} = 0,003 \text{ м}$$

где ζ_{ex} – коэффициент сопротивления, зависит от очертаний входного отверстия, при оптимальном эллиптическом очертании [23] для одиночного отверстия водоприемника $\zeta_{ex}=0,04$;

Потери напора в чистой сороудерживающей решетке (8.7):

$$h_{m.resh} = \zeta_{peu} \frac{v_{peu}^2}{2g} = 0,11 \cdot \frac{1,18^2}{2 \cdot 9,81} = 0,008 \text{ м}$$

где v_{peu} – скорость потока перед решеткой, $v_{peu}=v_{ex}=1,18 \text{ м/с}$;

ζ_{peu} – коэффициент потерь напора, зависящий от формы и размеров стержней решетки, степени стеснения потока ее конструктивными элементами, засорения решетки и направления скоростей перед ней, рассчитывается по формуле Киршмера [25]:

$$\zeta_{peu} = \beta \cdot \left(\frac{c_{ct}}{a_{ct}} \right)^{4/3} \cdot \sin \alpha = 1,67 \cdot \left(\frac{1}{6} \right)^{4/3} \cdot 0,777 = 0,11 \quad (8.8)$$

где β – коэффициент формы стержней решетки, согласно [23], выбрана наиболее обтекаемая форма $\beta=1,67$;

c_{ct} , a_{ct} – толщина стержня и просвет между стержнями, определены в пункте 1.2;

α – угол наклона решетки к горизонту $\alpha = 51^\circ$.

С учетом загрязнения решетки формула (8.8) принимает вид:

$$h_{\text{м.реш}} = k \cdot \zeta_{\text{пew}} \cdot \frac{v_{\text{пew}}^2}{2g} = 1,25 \cdot 0,11 \cdot \frac{1,18^2}{2 \cdot 9,81} = 0,01 \text{ м} \quad (8.9)$$

где k – коэффициент загрязнения решетки, при механизированной очистке $k=1,1 \div 1,3$.

При дальнейших расчетах принимаем величину потерь с учетом загрязнения решетки.

На сопрягающем участке осуществляется сопряжение водоприемной камеры с напорный туннелем ГЭС. Сопрягающий участок в связи с изменением формы и уменьшением площади поперечного сечения является конфузорным.

Потери напора на конфузорном участке рассчитываются по формуле (8.7):

$$h_{\text{м.conp}} = \zeta_{\text{conp}} \frac{v^2}{2g}$$

где ζ_{conp} – коэффициент трения на сопрягающем участке, определен по формуле (8.10);

v^2 – скорость течения воды;

Коэффициент трения на конфузорном участке зависит от величины угла при вершине эквивалентного конуса, представленного на рисунке 8.1

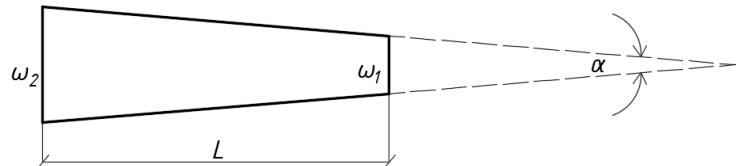


Рисунок 8.1 – Эквивалентный конус конфузорного участка

Зададимся углом $\alpha = 10^\circ$, тогда коэффициент сопротивления равен:

$$\zeta_{\text{conp}} = \frac{\lambda}{8 \sin \frac{\alpha}{2}} \left[1 - \left(\frac{\omega_1}{\omega_2} \right)^2 \right] \quad (8.10)$$

где λ – коэффициент трения, определяемый в зависимости от относительной шероховатости [23];

ω_2, ω_1 – площади входного и конечного сечений конфузорного участка соответственно.

Потери на сопрягающем участке с учетом выбранного диаметра определены в пункте 8.2.1.

8.2 Выбор типа и гидравлический расчет деривационного водовода

8.2.1 Выбор типа деривационного водовода

Выбор типа деривационного водовода определен характером колебаний уровня воды в ВБ, инженерно-геологическим и топографическими условиями района строительства Тerekской ГЭС-2.

Учитывая высокую величину колебаний уровня воды в ВБ (14,7 м), а также породы высокой прочности, залегающие в основании Тerekской ГЭС-2 (доломиты), в качестве деривационного водовода выбран туннель напорного типа

Форма поперечного сечения напорного туннеля выбрана круговая. Такая форма сечения позволяет применять механизированный способ проходки и бетонирования туннелей, требует минимального объема выломки породы и бетонной кладки. Обделка напорного туннеля-бетонная.

На отметке $\nabla 1012$ м (с учетом выбранного диаметра), туннель выходит на дневную поверхность, поэтому с указанного горизонта поток транспортируется с помощью стального трубопровода.

По конструкции напорный трубопровод относится к разрезному. Трубопровод проложен на отдельных опорах анкерного типа по поверхности земли, а также на промежуточных опорах. Расстояние между анкерными опорами принято 200 м [30]. В конструкции трубопровода предусмотрены лазы для осмотра, температурные и осадочные компенсаторы. Оболочка стального трубопровода выполнена из стальных листов, соединяемых друг с другом электросваркой.

При общей длине деривационного водовода 5,73 км Длина туннеля составляет $L_t = 3,886$ км, длина стального трубопровода $L_{tp} = 1,848$ км.

8.2.2 Определение диаметра туннеля

Основная задача гидравлического расчета деривационного туннеля – определение потерь напора, а также размеров его поперечного сечения при заданном значении его расчетного расхода.

Определение экономически выгодного сечения туннеля производят на основании технико-экономических расчетов с учетом капиталовложений в деривацию, а также годовых издержек в период эксплуатации.

В рамках ВКР для нахождения оптимального диаметра деривационного туннеля принято решение задаться рядом диаметров туннеля в соответствии с [29], рассчитать при них местные потери напора и потери по длине и выбрать диаметр, соответствующий минимальным гидравлическим потерям и экономически выгодным скоростям потока.

Гидравлические расчеты выполнены для диаметров от 4 до 7 м с шагом 0,5 м.

Пример гидравлического расчета для напорного туннеля диаметром $D_t = 4\text{м}$.

При известном расходе и заданной площади поперечного сечения напорного туннеля ω , скорость течения воды в туннеле равна:

$$v_t = \frac{Q_{ГЭС}}{\omega_t} = \frac{102,2}{12,56} = 8,14 \text{ м/с} \quad (8.11)$$

Потери напора (местные и по длине), существенно различны для ламинарного и турбулентного режима течения вод.

Режим движения воды определяется при сравнении расчетного числа Рейнольдса Re и его критического значения, равного $Re_{kp}=2000 \div 2400$ [27]. При $Re < Re_{kp}$ – движение ламинарное, при $Re > Re_{kp}$ – турбулентное.

Для круглого сечения туннеля число Рейнольдса определено по формуле:

$$Re = \frac{v_t \cdot D_t}{\nu} = \frac{8,14 \cdot 4}{1,4 \cdot 10^{-6}} = 23248408 \quad (8.12)$$

где D_t – диаметр напорного туннеля;

ν – кинематический коэффициент вязкости воды, $\nu \cdot 10^6 = 1,4 \text{ м}^2 / \text{с}$.

Режим течения жидкости в деривационном туннеле – турбулентный.

Потери напора по длине напорного туннеля при турбулентном режиме и квадратичном законе сопротивления определены по формуле Дарси-Вейсбаха [26]:

$$h_{n.t} = \lambda_{n.t} \cdot \frac{L_t}{D_t} \cdot \frac{v_t^2}{2g} = 0,011 \cdot \frac{3886}{4} \cdot \frac{8,14^2}{2 \cdot 9,81} = 37,05 \text{ м}, \quad (8.13)$$

где λ – коэффициент сопротивления по длине, определяемый по формуле Маннинга [26]:

$$\lambda_t = \frac{8g}{C^2} = \frac{8 \cdot 9,81}{83,33^2} = 0,011 \quad (8.14)$$

где C – коэффициент Шези, равный:

$$C = \frac{1}{n} \cdot R^{\frac{1}{6}} = \frac{1}{0,012} \cdot 1^{\frac{1}{6}} = 83,33 \text{ м}^{0,5} / \text{с} \quad (8.15)$$

n – коэффициент шероховатости для бетонной обделки туннеля $n=0,012$ [31];

R – гидравлический радиус, равный:

$$R = \frac{D_t}{4} = \frac{4}{4} = 1 \text{ м} \quad (8.16)$$

Местные потери на конфузорном участке для заданного диаметра туннеля:

$$h_{m.conp} = \zeta_{conp} \frac{v_t^2}{2g} = 0,024 \cdot \frac{8,14^2}{2 \cdot 9,81} = 0,081 \text{ м} \quad (8.17)$$

где ζ_{conp} – коэффициент сопротивления, определённый по формуле [23]:

$$\zeta_{conp} = \frac{\lambda_k}{8 \sin \frac{\alpha}{2}} \left[1 - \left(\frac{\omega_1}{\omega_2} \right)^2 \right] = \frac{0,017}{8 \sin 5^\circ} \left[1 - \left(\frac{12,56}{125,6} \right)^2 \right] = 0,024 \quad (8.18)$$

где α – угол при вершине эквивалентного конуса (рис.1.1);

λ_k – коэффициент трения, определенный по таблице 4.12 [23], $\lambda_k = 0,017$, зависит от значения относительной шероховатости поверхности $\bar{\Delta}$, равной:

$$\bar{\Delta} = \frac{\Delta}{D_r} = \frac{0,0025}{4} = 0,006 \quad (8.19)$$

где Δ – абсолютная шероховатость при бетонной обделке туннеля с средними условиями состояния поверхности [23], $\Delta = 2,5 \text{ мм}$;

D_r – гидравлический диаметр, равный:

Результаты гидравлического расчета напорного туннеля с заданными значениями диаметров сведены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Гидравлические характеристики потока в туннеле при различных его диаметрах

Диаметр D_t , м	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7
Скорость течения потока v_t , м/с	8,14	6,72	5,21	4,30	3,62	3,08	2,66
Потери напора по длине напорного туннеля							
Число Рейнольдса $Re \cdot 10^6$	23,25	21,13	18,60	16,91	15,50	14,31	13,28
Режим течения	Турбулентный						
Гидравлический радиус R , м	1,00	1,10	1,25	1,38	1,50	1,63	1,75
Коэффициент Шези, C	83,33	84,67	86,49	87,88	89,16	90,36	91,48
Коэффициент сопротивления, $\lambda_{п.т.}$	0,011	0,011	0,010	0,010	0,010	0,010	0,009
Потери по длине $h_{п.т.}$, м	37,05	22,29	11,27	6,78	4,26	2,78	1,87
Местные потери в конфузорном участке							

Продолжение Таблицы 8.1

Диаметр D_t , м	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7
Эквивалентная шероховатость $\bar{\Delta}$	0,0006	0,0006	0,0005	0,0005	0,0004	0,0004	0,0004
Коэффициент трения λ	0,017	0,017	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Коэффициент сопротивления ζ_{copr}	0,024	0,024	0,022	0,022	0,022	0,021	0,021
Потери напора, $h_{m.copr}$, м	0,081	0,055	0,031	0,021	0,015	0,010	0,007
Суммарные потери напора							
Суммарные местные потери $\Sigma h_{n.b}$, м	0,094	0,068	0,044	0,034	0,028	0,023	0,020
Полные потери (местные и по длине) $\Sigma h_{n.t}$, м	37,14	22,35	11,31	6,81	4,29	2,80	1,89

На рисунке 8.2 представлен график зависимости полных потерь напора от диаметра туннеля.

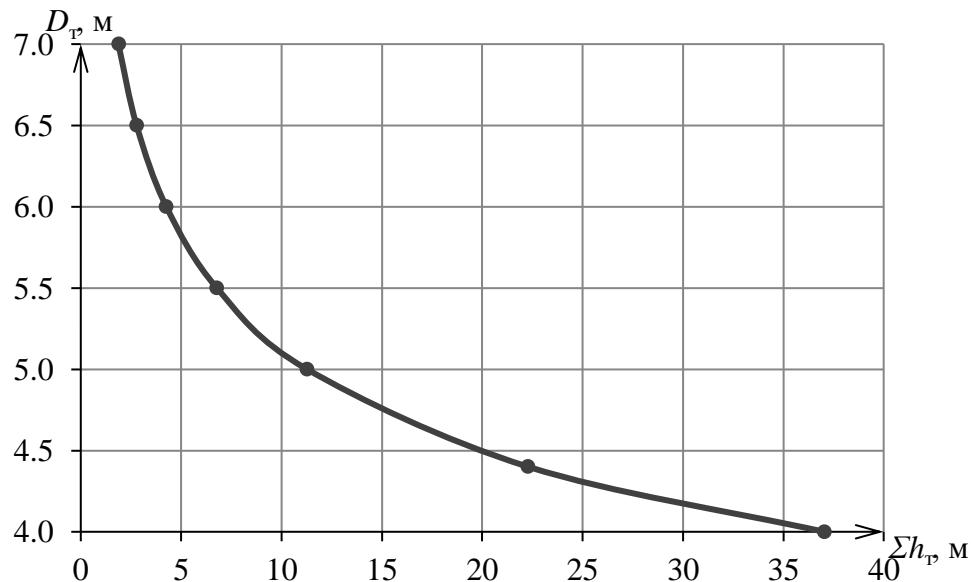


Рисунок 8.2 – График зависимости потерь напора в туннеле от его диаметра

Проанализировав данные таблицы 8.1 и графика (рис.8.2), был выбран диаметр напорного туннеля, равный $D_t = 6$ м.

Данному диаметру соответствуют небольшая величина потерь напора, а также скорость потока, соответствующая экономичной скорости потока в деривационном туннеле $v_{ek} = 3,5 \div 6 \text{ м/с}$ [21].

8.2.3 Гидравлический расчет стального напорного трубопровода

При расчете трубопроводов имеет место квадратичный закон сопротивления, при котором гидравлические параметры зависят от диаметра трубы и шероховатости поверхности ее стенок.

Потери напора по длине трубопровода определяются по формуле:

$$h_{n, \text{tp}} = \lambda_{\text{tp}} \cdot \frac{L_{\text{tp}}}{D_{\text{tp}}} \cdot \frac{v_{\text{tp}}^2}{2g} = 0,01 \cdot \frac{1848}{6} \cdot \frac{3,62^2}{2 \cdot 9,81} = 2,02 \text{ м} \quad (2.3) \quad (8.20)$$

где L_{tp} – длина трубопровода, равная $L_{\text{tp}} = 1,848 \text{ км}$;

D_{tp} – диаметр напорного трубопровода, равный диаметру напорного туннеля $D_{\text{tp}} = D_t = 6 \text{ м}$;

v_{tp} – скорость потока в деривационном трубопроводе, равная скорости потока в напорном туннеле $v_{\text{tp}} = v_t = 3,62 \text{ м/с}$;

λ_{tp} – коэффициент трения по длине, определяемый по формуле Н. Н. Павловского для диаметров более 4 м:

$$\lambda_{\text{tp}} = 8gn^2 \left(\frac{4}{D_{\text{tp}}} \right)^{2,6\sqrt{n}} = 8 \cdot 9,81 \cdot 0,012^2 \left(\frac{4}{6} \right)^{2,6\sqrt{0,012}} = 0,01 \quad (8.21)$$

где D_{tp} – диаметр напорного трубопровода;

n – коэффициент шероховатости, для металлических сварных труб равный $n=0,012$ [23].

Местные потери напорного металлического трубопровода обусловлены его поворотами, наличие которых связано с выбором трассы деривационного водовода. Повороты представляют собой колено.

Первый поворот расположен на расстоянии 10 м от деривационного туннеля. Колено № 1 и его параметры представлены на рисунке 8.3.

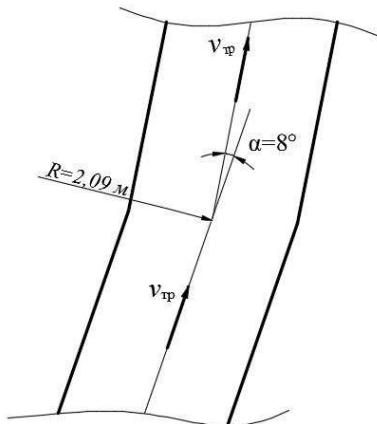


Рисунок 3.2 – Параметры колена № 1

Местные потери в колене № 1 рассчитываются по формуле:

$$h_{m.k1} = \zeta_{k1} \cdot \frac{v_{tp}^2}{2g} = 0,09 \cdot \frac{3,62^2}{2 \cdot 9,81} = 0,06 \text{ м} \quad (8.22)$$

где ζ_{k1} – коэффициент сопротивления колена круглого сечения 1-1, определяемый по графику $\zeta_k = f(\alpha)$ [29], в зависимости от угла колена α $\zeta_{k1} = 0,09$

Угол колена №1 равен $\alpha_1 = 8^\circ$. Радиус колена определен с помощью программы AutoCAD – $R_1 = 2,09 \text{ м}$.

Второй поворот расположен на расстоянии 150 м от разветвления напорного трубопровода на турбинные водоводы. Угол колена № 2 равен $\alpha = 49^\circ$. Радиус колена определен с помощью программы AutoCAD, $R_2 = 7,45 \text{ м}$. Коэффициент сопротивления колена, определенный по графику [29], равен $\zeta_{kol} = 0,37$. Общий вид колена с указанными параметрами представлен на рисунке 8.4.

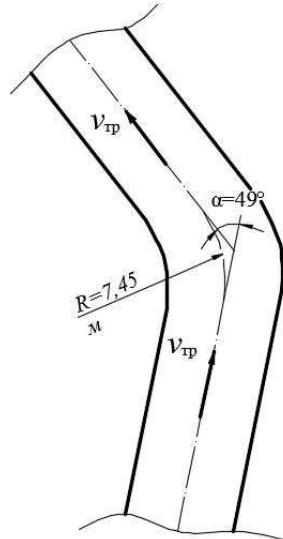


Рисунок 8.4 – Параметры колена № 2

Местные потери в колене № 2 рассчитываются по формуле:

$$h_{m.k2} = \zeta_{k2} \cdot \frac{v_{tp}^2}{2g} = 0,37 \cdot \frac{3,62^2}{2 \cdot 9,81} = 0,25 \text{ м} \quad (8.23)$$

где ζ_{k2} – коэффициент сопротивления колена № 2;

v_{tp} – скорость течения потока в напорном трубопроводе.

Суммарная величина потерь в стальном напорном трубопроводе:

$$\sum h_{h.tp} = h_{n.tp} + h_{m.tp1} + h_{m.tp2} = 2,02 + 0,06 + 0,25 = 2,33 \text{ м} \quad (8.24)$$

Полные потери в гидротехническом туннеле и стальном напорном трубопроводе:

$$\sum h_{\text{н.д.в.}} = \sum h_{\text{н.т.}} + \sum h_{\text{н.тр.}} = 4,29 + 2,33 = 6,62 \text{ м} \quad (8.25)$$

8.3 Гидравлический расчет турбинных водоводов

8.3.1 Общие сведения о турбинных водоводах

Турбинные водоводы Терекской ГЭС-2 представляют собой стальные трубопроводы длиной 0,122 км. Количество нитей трубопроводов равняется количеству гидроагрегатов – 2 шт. Трубопроводы опираются на анкерные опоры, расположенные в начале и в конце турбинного водовода в связи с его небольшой длиной, между анкерными опорами устроены промежуточные опоры.

8.3.2 Определение диаметра турбинного водовода

Выбор диаметра турбинного водовода произведен по алгоритму, описанному в пункте 3.2. Задан ряд диаметров трубопроводов от 4 до 5 м, соответствующий стандартному ряду диаметров [22].

Одним из ключевых условий в выборе диаметра турбинного водовода служит величина потерь напора. Исходя из определения расчетного напора, сделан вывод, что суммарная величина потерь напора не должна превышать $h_{\text{пред.}}$. В противном случае, проектируемая гидроэлектростанция не сможет обеспечивать установленную мощность.

Величина предельных потерь напора:

$$h_{\text{пред.}} = H_{\text{см}} - H_{\text{расч.}} = 129,4 - 121,5 = 7,9 \text{ м}, \quad (8.26)$$

где $H_{\text{см}}$ – статический напор ГЭС, равный разнице отметок верхнего и нижнего бьефов:

$$H_{\text{см}} = \nabla H_{\text{ПУ}} - \nabla H_{\text{НБ}}_{Q1\%} = 1030 - 900,6 = 129,4 \text{ м} \quad (8.27)$$

$H_{\text{расч.}}$ – расчетный напор проектируемой гидроэлектростанции.

Исходя из величины уже рассчитанных потерь напора по трассе деривации, найдена величина максимально допустимых потерь напора в турбинных водоводах:

$$h_{\text{пред.т.в.}} = h_{\text{пред.}} - \sum h_{\text{д.в.}} = 7,9 - 6,62 = 1,28 \text{ м} \quad (8.28)$$

Тогда допустимая потеря напора на одну нитку турбинных водоводов составит:

$$h_{\text{пред.т.в1}} = \frac{h_{\text{пред.т.в}}}{n} = \frac{1,28}{2} = 0,64 \text{ м} \quad (8.29)$$

Пример гидравлического расчета для стального турбинного водовода диаметром $D_t = 4 \text{ м}$.

Скорость течения воды в турбинном водоводе равна:

$$v_{\text{т.в}} = \frac{Q_{1ae}}{\omega_{\text{т.в}}} = \frac{51,1}{12,56} = 4,07 \text{ м/с} \quad (8.30)$$

где Q_{1ae} – расход для одной нити турбинного водовода, равный отношению расхода ГЭС к количеству гидроагрегатов $Q_{ГЭС}/n=102,2/2=51,1 \text{ м}^3/\text{с}$.

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{v_{\text{т.в}} \cdot D_{\text{т.в}}}{\nu} = \frac{4,07 \cdot 4}{1,4 \cdot 10^{-6}} = 10175000 \quad (8.31)$$

Режим течения жидкости в турбинном водоводе – турбулентный.
Гидравлический радиус:

$$R = \frac{D_{\text{т.в}}}{4} = \frac{4}{4} = 1 \text{ м} \quad (8.32)$$

Коэффициент Шези:

$$C = \frac{1}{n} \cdot R^{\frac{1}{6}} = \frac{1}{0,012} \cdot 1^{\frac{1}{6}} = 83,33 \text{ м}^{0,5} / \text{с} \quad (8.33)$$

Коэффициент сопротивления по длине:

$$\lambda_t = \frac{8g}{C^2} = \frac{8 \cdot 9,81}{83,33^2} = 0,011 \quad (8.34)$$

Потери напора по длине турбинного водовода:

$$h_{\text{т.в}} = \lambda_t \cdot \frac{L_{\text{т.в.}}}{D_{\text{т.в.}}} \cdot \frac{v_{\text{т.в.}}^2}{2g} = 0,011 \cdot \frac{122}{4} \cdot \frac{4,07^2}{2 \cdot 9,81} = 1,19 \text{ м}, \quad (8.35)$$

На каждую из ниток турбинного водовода приходится два резких поворота (колена). Первый поворот турбинного водовода расположен через 14 метров после разводки и представлен на рисунке 8.5. Второй поворот расположен перед турбинной камерой и представлен на рисунке 8.6.

Расчет местных потерь в колене произведен аналогично расчету в пункте 8.2.3.

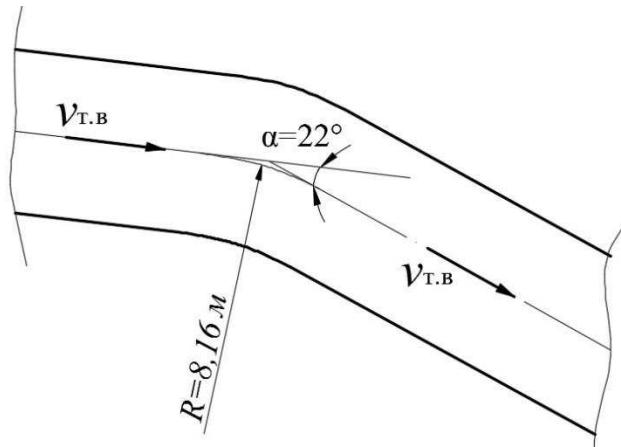


Рисунок 8.5 – Параметры колена № 3

Местные потери в колене на участке 3:

$$h_{m, tp3} = \zeta_{\kappa 3} \cdot \frac{V_{T.B}^2}{2g} = 0,13 \cdot \frac{4,07^2}{2 \cdot 9,81} = 0,11 \text{ м}, \quad (8.36)$$

где $\zeta_{\kappa 3} = 0,13$ при значении угла колена $\alpha = 22^\circ$.

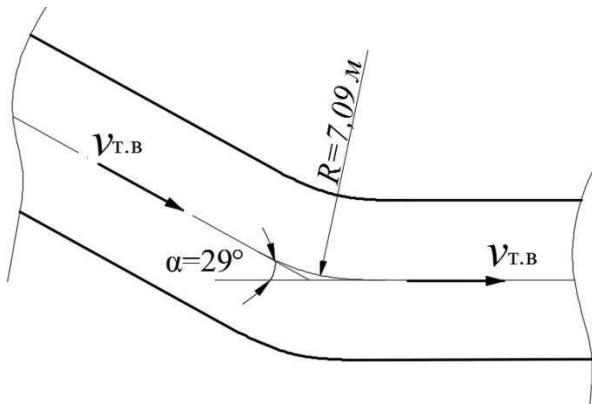


Рисунок 8.6 – Параметры колена № 4

Местные потери на участке 4:

$$h_{m, tp4} = \zeta_{\kappa 4} \cdot \frac{V_{T.B}^2}{2g} = 0,135 \cdot \frac{4,07^2}{2 \cdot 9,81} = 0,11 \text{ м}, \quad (8.37)$$

где $\zeta_{\kappa 4} = 0,135$ при значении угла колена $\alpha = 29^\circ$.

Суммарные потери напора для нити турбинного водовода:

$$\sum h_{1_{H.T.B.}} = h_{T.B.} + h_{m, tp3} + h_{m, tp4} = 1,19 + 0,11 + 0,11 = 1,41 \text{ м} \quad (8.38)$$

Суммарные потери для турбинных водоводов:

$$\sum h_{T.B.} = \sum h_{1_{T.B.}} \cdot n = 1,41 \cdot 2 = 2,82 \text{ м} \quad (8.39)$$

где n – количество нитей турбинных водоводов.

Результаты гидравлического расчета для одной нити турбинного водовода с заданными значениями диаметров сведены в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 – Гидравлические характеристики потока в турбинном водоводе при различных его диаметрах

Диаметр $D_{\text{т.в.}}$, м	4	4,2	4,4	4,6	4,8	5
Скорость течения потока v_t , м/с	4,07	3,69	3,36	3,08	2,83	2,60
Потери напора по длине турбинного водовода						
Число Рейнольдса $Re \cdot 10^6$	11,62	11,07	10,57	10,11	9,69	9,30
Режим течения						
Гидравлический радиус R , м	1	1,05	1,1	1,15	1,2	1,25
Коэффициент Шези, C	83,33	84,01	84,67	85,30	85,90	86,49
Коэффициент сопротивления, $\lambda_{\text{н.т.}}$	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,010
Потери по длине $h_{\text{н.т.}}$, м	0,29	0,22	0,17	0,14	0,11	0,09
Местные потери в коленах турбинного водовода						
Потери на участке 3, $h_{\text{м.к3}}$, м	0,11	0,09	0,07	0,06	0,05	0,04
Потери на участке 4, $h_{\text{м.к4}}$, м	0,11	0,09	0,08	0,07	0,05	0,05
Суммарные потери напора (местные и по длине)						
Потери напора турбинного водовода $\Sigma h_{I_{\text{т.в.}}}$, м	0,51	0,41	0,33	0,27	0,22	0,18

График зависимости потерь напора для одной нити трубопровода представлен на рисунке 8.7.

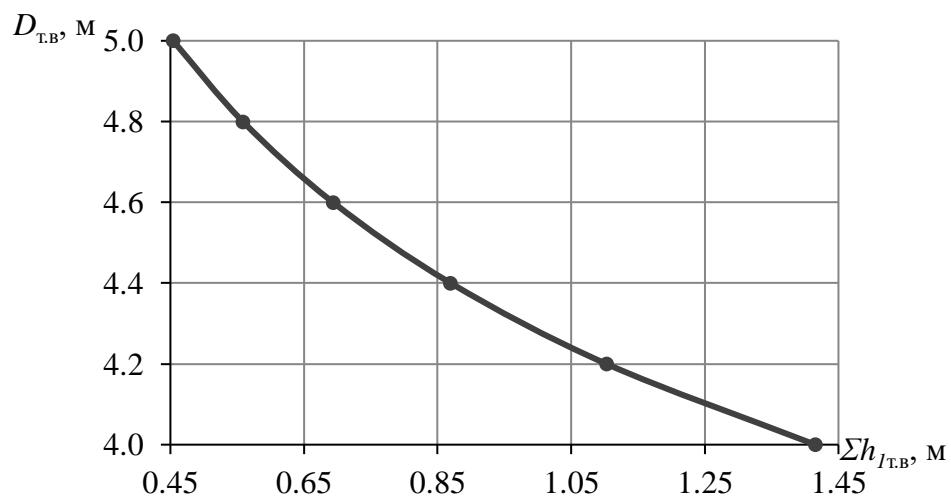


Рисунок 8.7 – График зависимости полных потерь напора от диаметра турбинного водовода

Проанализировав данные таблицы 8.2 и графика (рисунок 8.7), был выбран диаметр турбинных водоводов, равный $D_{\text{т.в.}} = 4,2 \text{ м}$.

Данному диаметру соответствуют потери напора $\Sigma h_{I\text{т.в.}} = 4,1 \text{ м}$, не превышающие предельных потерь для одной нитки водовода значение ($h_{\text{пред.т.в.1}} = 0,64 \text{ м}$), а также скорость потока соответствует рекомендованной экономически выгодной скорости течения потока в турбинном водоводе $v_{\text{эк}} = 3 \div 4 \text{ м/с}$ [25].

Суммарная величина потерь напора в турбинном водоводе при выбранном значении диаметра определена по формуле 4.14:

$$\sum h_{\text{т.в.}} = \sum h_{I\text{т.в.}} \cdot n = 0,41 \cdot 2 = 0,82 \text{ м}$$

8.3.3 Определение местных потерь на разводке напорного трубопровода

Для выбранных значений диаметров турбинных водоводов рассчитаны потери напора при разветвлении напорного деривационного трубопровода на две нитки.

Разветвление трубопровода представляет собой симметричную коническую разводку. В качестве ребра жесткости установлен серп. Развилка характеризуется следующими параметрами:

- Длина серпа, определяемая как $L_c = 0,75 \cdot D_{\text{ex}} = 4,9 \text{ м}$ [32];
- Диаметр входа разводки, равный диаметру деривационного трубопровода $D_{\text{ex}} = 6 \text{ м}$;
- Диаметр ответвления, равный диаметру турбинного водовода $D_i = 4,2 \text{ м}$;
- Угол ответвления, заданный $\alpha = 20^\circ$, в целях обеспечения минимальных потерь напора;
- Угол конусности $\beta = 2^\circ$.

Схема разводки проектируемой ГЭС показана на рисунке 8.8.

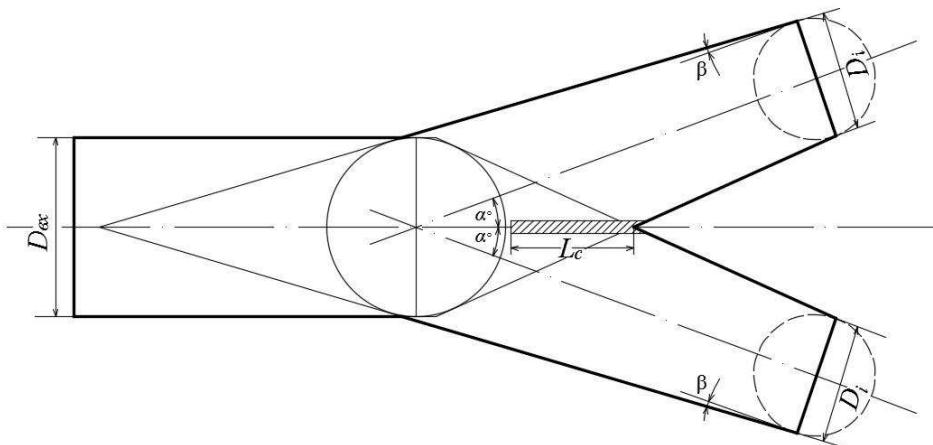


Рисунок 8.8 – Схема двойной симметричной разводки

Потери на разветвлении трубопроводов рассчитываются по формуле:

$$h_{\text{м.разв}} = \zeta_{\text{разв}} \cdot \frac{v_{\text{bx}}^2}{2g} \quad (8.40)$$

где v_{bx} – скорость на входе в разветвление, равная скорости в напорном деривационном туннеле $v_{\text{bx}} = 3,62 \text{ м/с}$;

$\zeta_{\text{разв}}$ – коэффициент местного сопротивления в разветвлении.

Коэффициент местного сопротивления в разветвлении определен с помощью графика [32] методом интерполяции. Коэффициент определяется в зависимости от величины отношения длины серпа к входному диаметру $L_c/D_{\text{ex}} = 4,9/6 = 0,82$, отношения диаметра ответвления к диаметру входа $D_i/D_{\text{ex}} = 4,2/6 = 0,7$, а также от значения угла ответвления $\alpha = 20^\circ$. При данных условиях коэффициент сопротивления равен $\zeta_{\text{разв}} = 0,5$.

Потери на разветвлении:

$$h_{\text{м.разв}} = 0,5 \cdot \frac{3,62^2}{2 \cdot 9,81} = 0,33 \text{ м}$$

8.4 Устройство и гидравлический расчет уравнительного резервуара

8.4.1 Обоснование необходимости устройства уравнительного резервуара

Согласно [31], устройство резервуара необходимо, если выполняется следующее условие:

$$T_e > 3-5 \text{ сек},$$

где T_e – постоянная инерция водоводов, определяемая по формуле:

$$T_e = \frac{\sum l v}{g H_{cm}} = \frac{3,62 \cdot (3886 + 1848) + 3,69 \cdot 122}{9,81 \cdot 129,4} = 16,7 \text{ сек} \quad (8.41)$$

где $\sum l v$ – сумма участков водоводов, включающая в себя напорный туннель, напорный трубопровод, турбинный водоводы, умноженных на соответствующие скорости течения потока;

H_{cm} – статический напор ГЭС.

Исходя из выполнения вышеуказанного $16,7 \text{ сек} > 3-5 \text{ сек}$, условия, устройство уравнительного резервуара необходимо.

8.4.2 Выбор типа уравнительного резервуара

Уравнительный резервуар установлен на участке деривационного трубопровода, находящемся перед разветвлением. Тип резервуара – цилиндрический с соединительным патрубком.

Корпус уравнительного резервуара представляет собой цилиндр, выполненный из звеньев. Звенья собирают на специальной монтажной площадке из отдельных заготовок заводского происхождения.

8.4.3 Гидравлический расчет уравнительного резервуара

Критическая величины площади сечения резервуара, удовлетворяющая условию устойчивой работы ГЭС определена по формуле [26]:

$$F_{kp} = \frac{L_d F_d}{2gk \left(H_0 - 2h_{vod} + 2 \cdot \frac{v^2}{2g} \right)}, \quad (8.42)$$

где L_d – длина деривации, включающая в себя длину деривационного туннеля и деривационного трубопровода, м;

F_d – площадь сечения деривационного водовода, м;

H_0 – напор нетто на турбине, рассчитываемый по формуле 8.43, м;

h_{vod} – потери напора в турбинном водоводе, равные $\sum h_{t.b.}$, м;

v – скорость течения потока в деривационном водоводе, м/с;

k – коэффициент, рассчитываемый по формуле 8.44.

Напор нетто на турбине:

$$H_0 = H_{ct} - \sum h_{h.o.b} - \sum h_{m.b} - h_{m.razv} = 129,4 - 6,62 - 0,82 - 0,33 = 121,63 \text{ м}, \quad (8.43)$$

где H_{ct} – статический напор ГЭС, м;

$\sum h_{h.o.b}$ – суммарная величина потерь в деривационных водоводах, м;

$\sum h_{m.b}$ – суммарная величина потерь в турбинных водоводах, м;

$h_{m.razv}$ – потери на развлечении трубопроводов, м.

Величина коэффициента для определения критической величины площади резервуара:

$$k = \frac{h_d'}{v^2} = \frac{7,35}{3,62^2} = 0,56, \quad (8.44)$$

где v – скорость течения потока в деривационном водоводе, м/с;

h_d' – разность уровней воды в верхнем бьефе и в уравнительном резервуаре, м, определяемая по формуле:

$$h_d' = C_d \cdot v^2 = 0,56 \cdot 3,62^2 = 7,35 \text{ м} \quad (8.45)$$

где C_d рассчитывается как:

$$C_d = \frac{1}{2g} \cdot \zeta_{\text{д.м.}} + \sum \frac{L_d}{C^2 R} + \frac{1}{2g} = \frac{1}{2 \cdot 9,81} \cdot 0,595 + \frac{3886+1848}{89,16^2 \cdot 1,5} + \frac{1}{2 \cdot 9,81} = \\ = 0,56$$
(8.46)

где $\zeta_{\text{д.м.}}$ – суммарный коэффициент всех местных потерь в водоприемнике в деривационном водоводе;

C – коэффициент Шези для деривационного водовода;

R – гидравлический радиус, м.

Критическая величина площади сечения резервуара (8.42):

$$F_{kp} = \frac{(3886+1848) \cdot 28,26}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,56 \left(121,63 - 2 \cdot 3,62 + 2 \cdot \frac{3,62^2}{2 \cdot 9,81} \right)} = 125,6 \text{ м}^2,$$

Площадь сечения резервуара согласно [26], рекомендуется принимать на 10-15% больше F_{kp} . Тогда:

$$F_p = 1,1 \cdot F_{kp} = 125,6 \cdot 1,1 = 138,2 \text{ м}^2$$

При выбранном типе уравнительного резервуара (цилиндрический) возможно, исходя из площади сечения определить радиус резервуара:

$$R_p = \sqrt{\frac{F_p}{\pi}} = \sqrt{\frac{138,2}{3,14}} = 6,6 \text{ м}$$
(8.47)

Тогда диаметр уравнительного резервуара:

$$D_p = 2R_p = 2 \cdot 6,6 = 13,2 \text{ м.}$$

Высота уравнительного резервуара характеризуется максимальной высотой повышения уровня в резервуаре, соответствующая полному закрытию турбин.

Для предварительных расчетов потерями на трение пренебрегают.

Наибольшее повышение уровня в резервуаре определяется по формуле:

$$Z_{\max} = \frac{Q_{d,k} - Q_{d,n}}{F_d} \cdot \sqrt{\frac{L_d F_d}{g F_p}} = \frac{0 - 102,2}{28,26} \cdot \sqrt{\frac{(3886+1848) \cdot 28,26}{9,81 \cdot 138,2}} = -39,5 \text{ м},$$
(8.48)

где $Q_{d,k}$ – расход в конце деривации, при полном закрытии турбин равный $Q_{d,k} = 0 \text{ м}^3/\text{с}$;

$Q_{d,n}$ – расход в начале деривации, равный расходу ГЭС $Q_{d,n} = Q_{ГЭС} = 102,2 \text{ м}^3/\text{с}$;

L_d, F_d – длина и площадь поперечного сечения деривационного водовода;

F_p – площадь поперечного сечения резервуара.

Определение высоты резервуара производится следующим образом:

От пьезометрической линии в месте расположения уравнительного резервуара вверх (при отрицательном значении) откладывается величина наибольшего повышения уровня воды в резервуаре. К полученной отметке прибавляется конструктивный запас, равный 1 м. Данная отметка и является отметкой верха уравнительного резервуара.

Пьезометрическая линия в месте расположения уравнительного резервуара находится на отметке $\nabla 1022, 75$.

Тогда отметка верха уравнительного резервуара:

$$\nabla BYP = 1022, 75 + 39,5 + 1 = 1063, 25 \text{ м} \quad (8.49)$$

Высота уравнительного резервуара от скального основания – 115,8 м.

8.5 Построение напорной и пьезометрической линии

Построение напорной линии происходит путем откладывания от отметки НПУ (1030 м) потерь напора на соответствующих участках трассы деривации.

Пьезометрическая линия учитывает скоростной напор $v^2/2g$ на соответствующих участках, который откладывается от напорной линии.

Напорная и пьезометрическая линия приведены на чертеже.

Данные расчета потерь на различных участках водопроводящего тракта сведены в таблицу 8.3.

Таблица 8.3 – Потери напора на различных участках деривации

Наименование участка	Вид потерь	Наименование потерь	Величина, м
Водоприемник	Местные	Потери на входе $h_{\text{м.вх}}$	0,003
		Потери на сороудерживающий решетке $h_{\text{м.реш}}$	0,01
		Потери на конфузорном участке $h_{\text{м.сопр}}$	0,015
Напорный туннель	По длине	$h_{\text{п.т}}$	4,26
Напорный трубопровод	По длине	$h_{\text{п.тр}}$	2,02
	Местные	Потери на участке колена 1 $h_{\text{м.к1}}$	0,06
		Потери на участке колена 2 $h_{\text{м.к2}}$	0,25
Турбинные водоводы	Местные	Потери на развилке $h_{\text{м.разв}}$	0,33
		$h_{\text{н.т}}$	0,44
		Потери на участке колена 3 $h_{\text{м.к3}}$	0,18
Суммарные потери			7,75

Суммарные потери напора водопроводящего тракта проектируемой ГЭС должны удовлетворять следующим условиям:

1) Величина потерь напора по водопроводящему тракту должна быть менее одной трети статического напора [31].

$$\sum h_i < \frac{1}{3} H_{\text{ст}},$$

$$7,75 < \frac{1}{3} \cdot 129,4$$

$$7,75 \text{ м} < 43,1 \text{ м}$$

Условие выполнено

2) Величина потерь напора по водопроводящему тракту должна быть менее или равна $h_{\text{пред}}$, рассчитанному в п. 8.3.2:

$$\sum h_n \leq h_{\text{пред}},$$

$$7,75 \text{ м} < 7,9 \text{ м.}$$

Условие выполнено.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Терекской ГЭС-2, с плотиной высотой 41,89 м на реке Тerek, являющейся сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для основного обеспеченностью 1% и поверочного 0,1% обеспеченности случаев: $Q_{1\%} = 296,83 \text{ м}^3/\text{с.}$, $Q_{0,1\%} = 327,22 \text{ м}^3/\text{с.}$

В ходе водно-энергетических расчётов выбрана установленная мощность Терекской ГЭС-2, а также определена зона её работы в суточных графиках нагрузки. Установленная мощность составила 102 МВт. Определён уровень мёртвого объёма, отметка которого составила 1015,3 м. Полезный объём при отметке НПУ составляет $0,00131 \text{ км}^3$. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 532 млн. кВт·ч.

На следующем этапе определено оптимальное число и тип гидроагрегатов гидроэлектростанции. Для этого построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный – 127,7 м;

расчётный – 121,5 м;

минимальный – 113,5 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчётному напору, составляет $102,2 \text{ м}^3/\text{с.}$

Выбрана гидротурбина РО140–В. По результатам расчётов оптимальным оказался вариант с 2 гидроагрегатами, диаметрами рабочих колёс 2,24 м.

Для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 375 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ465-210-16.

Терекская ГЭС-2 спроектирована по плотинно-деривационной схеме.

В состав сооружений входят:

- водосливная бетонная плотина;
- правобережная и левобережная бетонная плотина головного узла деривации;
- береговой глубинный водоприёмник деривационного туннеля;
- деривационный туннель;
- стальной деривационный трубопровод;
- турбинные водоводы.

На данном этапе расчётным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины головного узла деривации:

- ширина подошвы – 27,64 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 990,51 м;
- отметка гребная водослива – 1026 м;
- число пролетов – 2;
- ширина пролетов – 8 м;

- отметка гребня плотины – 1032,4 м.

В качестве гасителей энергии потока выбран водобойный колодец. Отметка пола водобойного колодца составила 994,85 м.

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. При расчёте плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Таким образом, водоотводная плотина Терекской ГЭС-2 отвечает требованиям надёжности.

Выбран способ пропуска строительных расходов на начальном этапе. Пропуск расходов осуществляется через стесненное русло. Рассчитаны параметры перемычек, а так же определены объемы бетонных и земельных работ и составлен календарный план, согласно которому, строительство Терекской ГЭС-2 будет длиться около 6 лет.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

Рассчитан срок окупаемости Терекской ГЭС-2, который составил около 10 лет. По технико-экономическим расчётом получены следующие показатели:

- удельные капиталовложения – 74734,62 руб./кВт;
- индекс прибыльности – 1,18
- себестоимость производства электроэнергии – 0,19 руб./кВт·ч;

Из этого можно сделать вывод, что строительство Терекской ГЭС-2 является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. База данных. Системный оператор единой энергетической системы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://so-ups.ru>.
2. Гоцатлинская ГЭС. Сайт википедия. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Гоцатлинская_ГЭС
3. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005г.
4. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / Сост. Е.Ю. Затеева.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.-12 с.
5. Васильев Ю.С. Гидротехническое вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2 т. / Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев – М.: Энергоатомиздат, 1988.- 400 с.
6. Гидротехническое вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2т. / Под ред. Ю.С Васильева, Д.С. Щавелева. Т.1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – Москва : Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
7. СНиП 2.06.04-82*. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые от судов). Актуализированная редакция. – Москва: ОАО ЦПП, 2011 – 112 с.
8. СНиП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
9. Речные гидротехнические сооружения. Проектирование бетонной водосливной плотины и грунтовой плотины в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки, 2015.
10. СП 23.13330.2011. Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция – Москва, 2011 – 111 с.
11. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: учебник для студентов вузов / Л.Н. Рассказов. – Москва: Стройиздат, 1996. – 440 с.
12. СНиП 2.06.08-85. Плотины бетонные и железобетонные. – М.:ФГУП ЦПП, 2004.
13. СНиП 2.06.08-87. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Госстрой России, ГУП ЦПП, 1996.
14. Производство гидротехнических работ. Часть 1. Учебник для вузов. – Москва: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2008. Телешев В.И., Ватин Н.И., Марчук А.Н., Комаринский М.В. / Общие вопросы строительства. Земляные и бетонные плотины – 488 с.

15. Лесное кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. – 55 с.
16. Водный кодекс Российской Федерации офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. – 42 с.
17. Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс]: ФЗ от 24.06.1998 №96-ФЗ / Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
18. О животном мире [Электронный ресурс]: ФЗ от 13.12.1996 №52-ФЗ / Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
19. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.: Приказ ПАО «РусГидро» от 30.01.12 г №9. – Москва, 2017. – 22 с.
20. Методические рекомендации по оценки эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике, утвержденные приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. №54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113.
21. Аршеневский Н.Н., Гидроэнергетические станции: Учебник для студентов высших учебных заведений/ Н.Н. Аршеневский, Ф.Ф.Губин, М.Ф.Губин и др.– М.: «Энергия», 1980 – 368 с.
22. СТО 17330282.27.140.013-2008 Механическое оборудование гидротехнических сооружений ГЭС. Условия создания. Нормы и требования – Москва, 2008 – 31 с.
23. Слисский С.М., Гидравлика зданий гидроэлектростанций/ С.М.Слисский – М.: «Энергия», 1970 – 420 с.
24. Полонский Г.А., Механическое оборудование и металлические конструкции гидротехнических сооружений и их монтаж/ Г.А.Полонский – М.: «Энергия», 1967 – 345 с.
25. Куперман В.Л., Подземные сооружение гидроэлектростанций/ В.Л.Куперман, В.М.Мостков, В.Ф.Илюшин, Г.Я.Гевирц – М.: Энергоатомиздат, 1996 – 320 с.
26. П.Г.Киселев., Справочник по гидравлическим расчетам/ Киселев П.Г., А.Д.Альтшуль, А.А.Каспаров, Г.И.Кривченко, Н.Н.Пашков, С.М.Слисский – М.: «Энергия», 1972 – 312 с.
27. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям/ И.Е.Идельчик – М.: Машиностроение, 1992 – 672 с.
28. Руководство по проектированию гидротехнических туннелей/ Всесоюз. проект.-изыскат. и н.-и. ин-т «Гидропроект» им. С.Я.Жука. – М.: Стройиздат, 1982. –287с.
29. Жабо В.В./ Гидравлика и насосы Жабо В.В., Уваров В.В.– М.: Энергоатомиздат, 1984. –328 с.

30. Фрейшист А.Р Стальные трубопроводы гидроэлектростанций/ А.Р.Фрейшист, А.Х.Хохарин, А.М.Шор – М.: Энергоиздат, 1982. – 243 с.
31. Щавелев Д.С. Гидроэнергетические установки/ Д.С.Щавелев – Л.: Энергия, 1972. – 392 с.
32. Кривченко Г.И. Напорные водоводы гидроэнергетических и насосных станций/ Г.И.Кривченко, И.С.Романов, А.П.Мордасов – М.: «Энергия», 1969 – 108 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Водно-энергетические расчеты

Зеленым цветом выделена зона работы Терекской ГЭС-2, красным цветом показана зона работы Зеленчукской ГЭС.

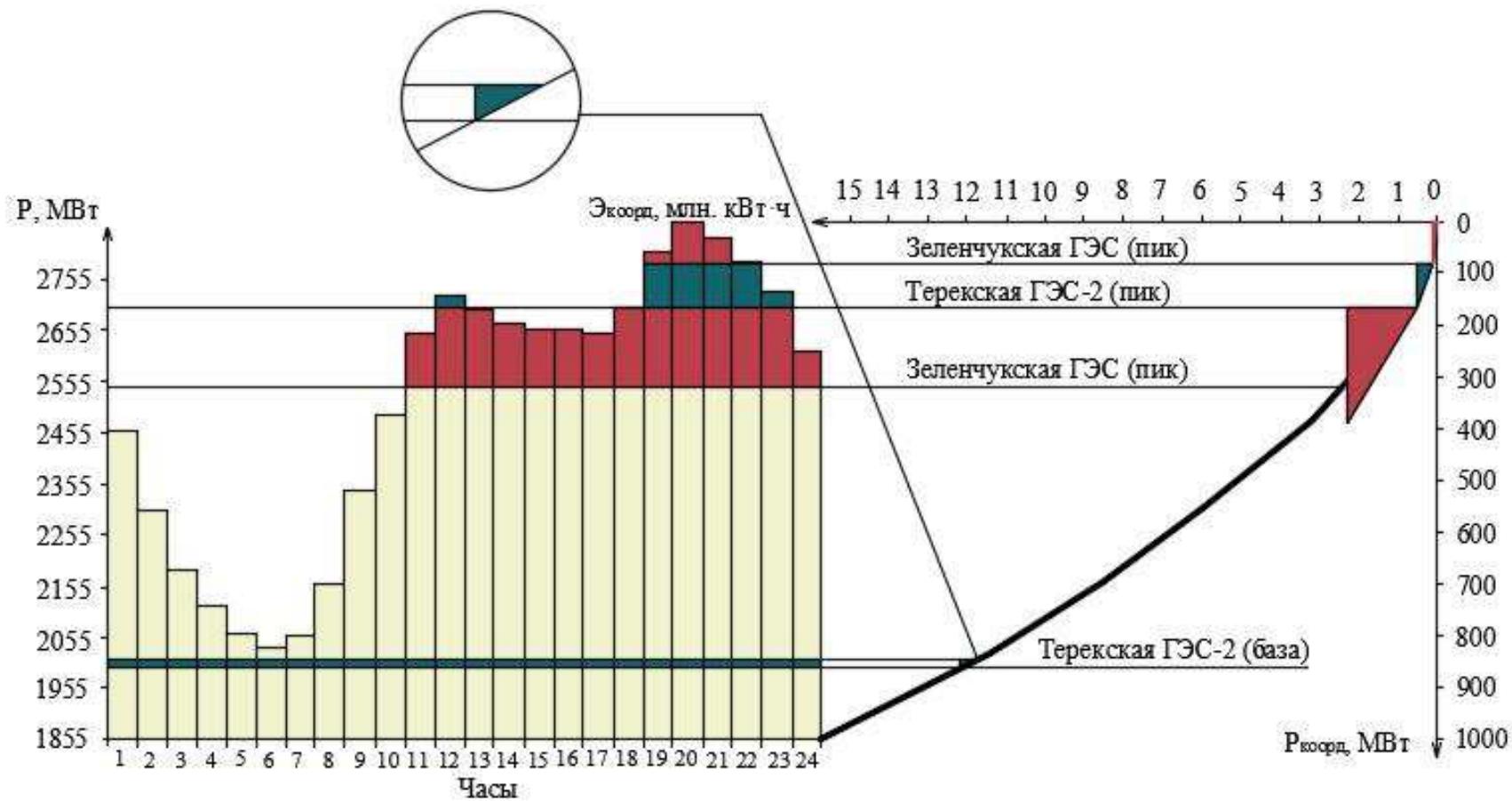


Рисунок А.1 – Суточный график нагрузки и ИКН для декабря

Продолжение приложения А

Таблица А.1 – Режим работы проектируемой ГЭС в ноябре маловодного года

Часы	Расходы, м ³ /с									Объемы км ³			Отметки, м			H, м	N _{ГЭС} , МВт	Вырабо тка	N _{Гар} , МВ т			
	Q _{быт}	Q _{исп}	Q _{лед}	Q _ф	Q _ш	Q _{пол}	Q _{нб}	Q _{вдх}	Q _{ГЭС}	Q _{xc}	Q _{сп}	V _{нач} (НПУ)	dV	V _{кон}	Z _{нач} ВБ	Z _{кон} ВБ	Z _{ср}	Z НБ				
18	18	0	0	1	0	17	37	19	36	0	10	0,0020	0,0001	0,0019	1030,0	1029,7	1029,9	900,5	128,1	40,6	29,2	41,3
19	18	0	0	1	0	17	89	71	88	0	10	0,0019	0,0003	0,0017	1029,7	1027,3	1028,5	901,0	126,2	97,6	70,2	98,3
20	18	0	0	1	0	17	60	43	59	0	10	0,0017	0,0002	0,0015	1027,3	1025,7	1026,5	900,7	124,5	65,1	46,9	65,4
21	18	0	0	1	0	17	20	2	19	0	10	0,0015	0,0000	0,0015	1025,7	1025,6	1025,6	900,3	124,0	21,1	15,2	21,1
22	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0015	0,0000	0,0015	1025,6	1025,8	1025,7	900,2	124,2	11,3	8,2	11,3
23	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0015	0,0000	0,0015	1025,8	1026,1	1026,0	900,2	124,5	11,3	8,2	11,3
0	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0015	0,0000	0,0016	1026,1	1026,3	1026,2	900,2	124,7	11,3	8,2	11,3
1	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0016	0,0000	0,0016	1026,3	1026,3	1026,5	900,2	125,0	11,3	8,2	11,3
2	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0016	0,0000	0,0016	1026,6	1026,9	1026,7	900,2	125,2	11,3	8,2	11,3
3	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0016	0,0000	0,0016	1026,9	1027,1	1027,0	900,2	125,5	11,3	8,2	11,3
4	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0016	0,0000	0,0017	1027,1	1027,4	1027,2	900,2	125,7	11,3	8,2	11,3
5	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0017	0,0000	0,0017	1027,4	1027,6	1027,5	900,2	126,0	11,3	8,2	11,3
6	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0017	0,0000	0,0017	1027,6	1027,9	1027,8	900,2	126,2	11,3	8,2	11,3
7	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0017	0,0000	0,0017	1027,9	1028,1	1028,0	900,2	126,5	11,3	8,2	11,3
8	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0017	0,0000	0,0018	1028,1	1028,4	1028,3	900,2	126,8	11,3	8,2	11,3
9	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0018	0,0000	0,0018	1028,4	1028,6	1028,5	900,2	127,0	11,3	8,2	11,3
10	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0018	0,0000	0,0018	1028,6	1028,9	1028,7	900,2	127,2	11,3	8,2	11,3
11	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0018	0,0000	0,0018	1028,9	1029,1	1029,0	900,2	127,5	11,3	8,2	11,3
12	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0018	0,0000	0,0019	1029,1	1029,3	1029,2	900,2	127,7	11,3	8,2	11,3
13	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0019	0,0000	0,0019	1029,3	1029,5	1029,4	900,2	127,9	11,3	8,2	11,3
14	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0019	0,0000	0,0019	1029,5	1029,7	1029,6	900,2	128,1	11,3	8,2	11,3
15	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0019	0,0000	0,0019	1029,7	1029,8	1029,8	900,2	128,2	11,3	8,2	11,3
16	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0019	0,0000	0,0020	1029,8	1030,0	1029,9	900,2	128,4	11,3	8,2	11,3
17	18	0	0	1	0	17	11	-7	10	0	10	0,0020	0,0000	0,0020	1030,0	1030,0	1030,0	900,2	128,5	11,3	8,1	11,3

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Режим работы проектируемой ГЭС в декабре маловодного года

Часы	Расходы, м ³ /с									Объемы км ³			Отметки, м				H, м	NГЭС, МВт	Выработка	Nгар, МВт		
	Q _{быт}	Q _{исп}	Q _{лед}	Q _ф	Q _ш	Q _{пол}	Q _{нб}	Q _{вдх}	Q _{ГЭС}	Q _{xc}	Q _{сп}	V _{нач} (НПУ)	dV	V _{кон}	Z _{нач} ВБ	Z _{кон} ВБ	Z _{ср}	Z НВ				
17	31	1	0	1	0	29	34	4	33	0	10	0,0020	0,0000	0,0020	1030,0	1029,9	1030,0	900,4	128,2	37,5	27,0	37,7
18	31	1	0	1	0	29	89	58	87	0	10	0,0020	0,0002	0,0018	1029,9	1028,3	1029,1	901,0	126,8	97,5	70,2	98,3
19	31	1	0	1	0	29	90	60	89	0	10	0,0018	0,0002	0,0015	1028,3	1026,0	1027,2	901,0	124,9	97,5	70,2	98,3
20	31	1	0	1	0	29	92	61	90	0	10	0,0015	0,0002	0,0013	1026,0	1023,7	1024,9	901,0	122,5	97,5	70,2	98,3
21	31	1	0	1	0	29	94	63	92	0	10	0,0013	0,0002	0,0011	1023,7	1021,1	1022,4	901,0	120,1	97,5	70,2	98,3
22	31	1	0	1	0	29	68	38	67	0	10	0,0011	0,0001	0,0010	1021,1	1019,4	1020,3	900,8	118,2	69,5	50,0	70,0
23	31	1	0	1	0	29	12	-19	10	0	10	0,0010	-0,0001	0,0010	1019,4	1020,3	1019,9	900,2	118,4	10,7	7,7	11,3
0	31	1	0	1	0	29	11	-19	10	0	10	0,0010	-0,0001	0,0011	1020,3	1021,2	1020,7	900,2	119,2	10,5	7,6	11,3
1	31	1	0	1	0	29	11	-19	10	0	10	0,0011	-0,0001	0,0012	1021,2	1022,0	1021,6	900,2	120,0	10,5	7,6	11,3
2	31	1	0	1	0	29	11	-19	10	0	10	0,0012	-0,0001	0,0012	1022,0	1022,7	1022,4	900,2	120,8	10,5	7,6	11,3
3	31	1	0	1	0	29	11	-19	10	0	10	0,0012	-0,0001	0,0013	1022,7	1023,5	1023,1	900,2	121,6	10,5	7,6	11,3
4	31	1	0	1	0	29	11	-19	10	0	10	0,0013	-0,0001	0,0014	1023,5	1024,2	1023,9	900,2	122,4	10,5	7,6	11,3
5	31	1	0	1	0	29	11	-19	10	0	10	0,0014	-0,0001	0,0014	1024,2	1025,0	1024,6	900,2	123,1	10,7	7,7	11,3
6	31	1	0	1	0	29	11	-19	10	0	10	0,0014	-0,0001	0,0015	1025,0	1025,7	1025,3	900,2	123,8	10,7	7,7	11,3
7	31	1	0	1	0	29	11	-19	10	0	10	0,0015	-0,0001	0,0016	1025,7	1026,4	1026,1	900,2	124,6	10,7	7,7	11,3
8	31	1	0	1	0	29	11	-19	10	0	10	0,0016	-0,0001	0,0017	1026,4	1027,2	1026,8	900,2	125,3	10,7	7,7	11,3
9	31	1	0	1	0	29	11	-19	10	0	10	0,0017	-0,0001	0,0017	1027,2	1027,9	1027,6	900,2	126,1	10,7	7,7	11,3
10	31	1	0	1	0	29	11	-20	10	0	10	0,0017	-0,0001	0,0018	1027,9	1028,6	1028,3	900,2	126,8	10,7	7,7	11,3
11	31	1	0	1	0	29	57	26	55	0	10	0,0018	0,0001	0,0017	1028,6	1027,7	1028,2	900,7	126,2	61,5	44,3	62,3
12	31	1	0	1	0	29	31	0	29	0	10	0,0017	0,0000	0,0017	1027,7	1027,7	1027,7	900,4	126,0	32,5	23,4	33,5
13	31	1	0	1	0	29	11	-20	9	0	10	0,0017	-0,0001	0,0018	1027,7	1028,4	1028,0	900,2	126,5	10,5	7,6	11,3
14	31	1	0	1	0	29	11	-20	9	0	10	0,0018	-0,0001	0,0018	1028,4	1029,1	1028,7	900,2	127,2	10,5	7,6	11,3
15	31	1	0	1	0	29	11	-20	9	0	10	0,0018	-0,0001	0,0019	1029,1	1029,6	1029,4	900,2	127,8	10,5	7,6	11,3
16	31	1	0	1	0	29	11	-20	9	0	10	0,0019	-0,0001	0,0020	1029,6	1030,0	1029,8	900,2	128,3	10,5	7,6	11,3

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Режим работы проектируемой ГЭС в январе маловодного года

Часы	Расходы, м ³ /с									Объемы км ³			Отметки, м				H, м	NГЭС, МВт	Выработка	Nгар, МВт		
	Q _{быт}	Q _{исп}	Q _{лед}	Q _ф	Q _ш	Q _{пол}	Q _{нб}	Q _{вдх}	Q _{ГЭС}	Q _{xc}	Q _{сп}	V _{нач} (НПУ)	dV	V _{кон}	Z _{нач} ВБ	Z _{кон} ВБ	Z _{ср}	Z НБ				
18	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	88	62	0	10	0,0020	0,0002	0,0018	1030,0	1028,4	1029,2	901,0	126,9	97,5	70,2	98,3
19	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	90	63	0	10	0,0018	0,0002	0,0015	1028,4	1026,0	1027,2	901,0	124,9	97,5	70,2	98,3
20	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	92	65	0	10	0,0015	0,0002	0,0013	1026,0	1023,5	1024,7	901,0	122,4	97,5	70,2	98,3
21	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	94	67	0	10	0,0013	0,0002	0,0011	1023,5	1020,7	1022,1	901,0	119,8	97,5	70,2	98,3
22	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	41	15	0	10	0,0011	0,0001	0,0010	1020,7	1020,1	1020,4	900,5	118,6	41,7	30,0	42,0
23	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	11	-15	0	10	0,0010	-0,0001	0,0011	1020,1	1020,8	1020,4	900,2	118,9	10,5	7,6	11,3
0	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	11	-15	0	10	0,0011	-0,0001	0,0011	1020,8	1021,4	1021,1	900,2	119,6	10,5	7,6	11,3
1	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	11	-15	0	10	0,0011	-0,0001	0,0012	1021,4	1022,1	1021,7	900,2	120,2	10,6	7,6	11,3
2	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	11	-16	0	10	0,0012	-0,0001	0,0012	1022,1	1022,7	1022,4	900,2	120,9	10,5	7,6	11,3
3	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	11	-16	0	10	0,0012	-0,0001	0,0013	1022,7	1023,3	1023,0	900,2	121,5	10,6	7,6	11,3
4	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	11	-15	0	10	0,0013	-0,0001	0,0013	1023,3	1023,9	1023,6	900,2	122,1	11,2	8,0	11,3
5	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	11	-15	0	10	0,0013	-0,0001	0,0014	1023,9	1024,4	1024,2	900,2	122,6	11,2	8,1	11,3
6	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	11	-16	0	10	0,0014	-0,0001	0,0014	1024,4	1025,0	1024,7	900,2	123,2	10,5	7,6	11,3
7	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	11	-15	0	10	0,0014	-0,0001	0,0015	1025,0	1025,6	1025,3	900,2	123,8	11,3	8,1	11,3
8	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	11	-16	0	10	0,0015	-0,0001	0,0016	1025,6	1026,2	1025,9	900,2	124,4	10,5	7,6	11,3
9	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	11	-16	0	10	0,0016	-0,0001	0,0016	1026,2	1026,8	1026,5	900,2	125,0	10,5	7,6	11,3
10	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	11	-15	0	10	0,0016	-0,0001	0,0017	1026,8	1027,4	1027,1	900,2	125,6	11,3	8,1	11,3
11	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	31	5	0	10	0,0017	0,0000	0,0017	1027,4	1027,2	1027,3	900,4	125,6	33,5	24,1	34,0
12	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	11	-15	0	10	0,0017	-0,0001	0,0017	1027,2	1027,8	1027,5	900,2	126,0	11,3	8,1	11,3
13	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	11	-15	0	10	0,0017	-0,0001	0,0018	1027,8	1028,4	1028,1	900,2	126,6	11,3	8,1	11,3
14	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	11	-15	0	10	0,0018	-0,0001	0,0018	1028,4	1028,9	1028,6	900,2	127,1	11,3	8,1	11,3
15	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	11	-15	0	10	0,0018	-0,0001	0,0019	1028,9	1029,4	1029,1	900,2	127,6	11,3	8,1	11,3
16	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	11	-15	0	10	0,0019	-0,0001	0,0019	1029,4	1029,8	1029,6	900,2	128,1	11,3	8,1	11,3
17	31	27	0,5	0	1,1	0	25,4	10	-16	0	10	0,0019	-0,0001	0,0020	1029,8	1030,0	1029,9	900,2	128,4	10,5	7,6	11,3

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Режим работы проектируемой ГЭС в феврале маловодного года

Часы	Расходы, м ³ /с									Объемы км ³			Отметки, м				H, м	NГЭС, МВт	Выработка	Nгар, МВт		
	Q _{быт}	Q _{исп}	Q _{лед}	Q _ф	Q _ш	Q _{пол}	Q _{нб}	Q _{вдх}	Q _{ГЭС}	Q _{xc}	Q _{сп}	V _{нач} (НПУ)	dV	V _{кон}	Z _{нач} ВБ	Z _{кон} ВБ	Z _{ср}	Z НБ				
18	26	0,5	0	1	0	24	88	63	87	0	10	0,0020	0,0002	0,0018	1030,0	1028,3	1029,2	901,0	126,9	97,5	70,2	98,3
19	26	0,5	0	1	0	24	90	64	89	0	10	0,0018	0,0002	0,0015	1028,3	1025,9	1027,1	901,0	124,8	97,5	70,2	98,3
20	26	0,5	0	1	0	24	92	66	91	0	10	0,0015	0,0002	0,0013	1025,9	1023,4	1024,6	901,0	122,3	97,5	70,2	98,3
21	26	0,5	0	1	0	24	88	62	87	0	10	0,0013	0,0002	0,0011	1023,4	1020,8	1022,1	901,0	119,8	91,5	65,9	92,0
22	26	0,5	0	1	0	24	36	10	35	0	10	0,0011	0,0000	0,0010	1020,8	1020,3	1020,6	900,5	118,8	36,1	26,0	36,0
23	26	0,5	0	1	0	24	11	-14	10	0	10	0,0010	-0,0001	0,0011	1020,3	1021,0	1020,7	900,2	119,2	10,5	7,6	11,3
0	26	0,5	0	1	0	24	11	-14	10	0	10	0,0011	-0,0001	0,0011	1021,0	1021,6	1021,3	900,2	119,8	10,5	7,6	11,3
1	26	0,5	0	1	0	24	11	-15	10	0	10	0,0011	-0,0001	0,0012	1021,6	1022,2	1021,9	900,2	120,4	10,5	7,6	11,3
2	26	0,5	0	1	0	24	11	-15	10	0	10	0,0012	-0,0001	0,0012	1022,2	1022,8	1022,5	900,2	121,0	10,5	7,6	11,3
3	26	0,5	0	1	0	24	11	-15	10	0	10	0,0012	-0,0001	0,0013	1022,8	1023,4	1023,1	900,2	121,6	10,5	7,6	11,3
4	26	0,5	0	1	0	24	11	-15	10	0	10	0,0013	-0,0001	0,0013	1023,4	1023,9	1023,6	900,2	122,1	10,5	7,6	11,3
5	26	0,5	0	1	0	24	11	-15	10	0	10	0,0013	-0,0001	0,0014	1023,9	1024,5	1024,2	900,2	122,7	10,5	7,6	11,3
6	26	0,5	0	1	0	24	11	-15	10	0	10	0,0014	-0,0001	0,0014	1024,5	1025,0	1024,8	900,2	123,3	10,5	7,6	11,3
7	26	0,5	0	1	0	24	11	-15	10	0	10	0,0014	-0,0001	0,0015	1025,0	1025,6	1025,3	900,2	123,8	10,5	7,6	11,3
8	26	0,5	0	1	0	24	11	-15	10	0	10	0,0015	-0,0001	0,0016	1025,6	1026,2	1025,9	900,2	124,4	10,5	7,6	11,3
9	26	0,5	0	1	0	24	11	-15	10	0	10	0,0016	-0,0001	0,0016	1026,2	1026,7	1026,5	900,2	125,0	10,5	7,6	11,3
10	26	0,5	0	1	0	24	11	-15	10	0	10	0,0016	-0,0001	0,0017	1026,7	1027,3	1027,0	900,2	125,5	10,5	7,6	11,3
11	26	0,5	0	1	0	24	26	0	25	0	10	0,0017	0,0000	0,0017	1027,3	1027,3	1027,3	900,4	125,7	27,5	19,8	28,0
12	26	0,5	0	1	0	24	11	-15	9	0	10	0,0017	-0,0001	0,0017	1027,3	1027,9	1027,6	900,2	126,1	10,5	7,6	11,3
13	26	0,5	0	1	0	24	10	-15	9	0	10	0,0017	-0,0001	0,0018	1027,9	1028,4	1028,2	900,2	126,6	10,5	7,6	11,3
14	26	0,5	0	1	0	24	10	-15	9	0	10	0,0018	-0,0001	0,0018	1028,4	1029,0	1028,7	900,2	127,2	10,5	7,6	11,3
15	26	0,5	0	1	0	24	10	-15	9	0	10	0,0018	-0,0001	0,0019	1029,0	1029,4	1029,2	900,2	127,7	10,5	7,6	11,3
16	26	0,5	0	1	0	24	10	-15	9	0	10	0,0019	-0,0001	0,0019	1029,4	1029,8	1029,6	900,2	128,1	10,5	7,6	11,3
17	26	0,5	0	1	0	24	10	-15	9	0	10	0,0019	-0,0001	0,0020	1029,8	1030,0	1029,9	900,2	128,4	10,5	7,6	11,3

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – Режим работы проектируемой ГЭС в марте маловодного года

Часы	Расходы, м ³ /с									Объемы км ³			Отметки, м				H, м	NГЭС, МВт	Выработка	Nгар, МВт		
	Q _{быт}	Q _{исп}	Q _{лед}	Q _ф	Q _ш	Q _{пол}	Q _{нб}	Q _{вдх}	Q _{ГЭС}	Q _{xc}	Q _{сп}	V _{нач} (НПУ)	dV	V _{кон}	Z _{нач} ВБ	Z _{кон} ВБ	Z _{ср}	Z НВ				
18	29	0,6	0	1	0	27	89	61	88	0	10	0,0020	0,0002	0,0018	1030,0	1028,4	1029,2	901,0	126,9	98,5	70,9	98,3
19	29	0,6	0	1	0	27	91	62	89	0	10	0,0018	0,0002	0,0015	1028,4	1026,0	1027,2	901,0	124,9	98,3	70,8	98,3
20	29	0,6	0	1	0	27	92	63	90	0	10	0,0015	0,0002	0,0013	1026,0	1023,6	1024,8	901,0	122,5	97,5	70,2	98,3
21	29	0,6	0	1	0	27	94	65	92	0	10	0,0013	0,0002	0,0011	1023,6	1021,0	1022,3	901,0	120,0	97,5	70,2	98,3
22	29	0,6	0	1	0	27	53	25	52	0	10	0,0011	0,0001	0,0010	1021,0	1019,9	1020,4	900,6	118,5	54,5	39,2	55,0
23	29	0,6	0	1	0	27	11	-17	10	0	10	0,0010	-0,0001	0,0011	1019,9	1020,6	1020,3	900,2	118,7	10,5	7,6	11,3
0	29	0,6	0	1	0	27	11	-17	10	0	10	0,0011	-0,0001	0,0011	1020,6	1021,4	1021,0	900,2	119,5	10,6	7,6	11,3
1	29	0,6	0	1	0	27	11	-17	10	0	10	0,0011	-0,0001	0,0012	1021,4	1022,1	1021,8	900,2	120,2	10,5	7,6	11,3
2	29	0,6	0	1	0	27	11	-17	10	0	10	0,0012	-0,0001	0,0012	1022,1	1022,8	1022,5	900,2	120,9	10,6	7,6	11,3
3	29	0,6	0	1	0	27	11	-17	10	0	10	0,0012	-0,0001	0,0013	1022,8	1023,5	1023,1	900,2	121,6	10,7	7,7	11,3
4	29	0,6	0	1	0	27	11	-17	10	0	10	0,0013	-0,0001	0,0014	1023,5	1024,1	1023,8	900,2	122,3	10,7	7,7	11,3
5	29	0,6	0	1	0	27	11	-17	10	0	10	0,0014	-0,0001	0,0014	1024,1	1024,8	1024,5	900,2	123,0	10,8	7,8	11,3
6	29	0,6	0	1	0	27	11	-17	10	0	10	0,0014	-0,0001	0,0015	1024,8	1025,5	1025,1	900,2	123,6	10,8	7,8	11,3
7	29	0,6	0	1	0	27	11	-17	10	0	10	0,0015	-0,0001	0,0015	1025,5	1026,1	1025,8	900,2	124,3	10,8	7,8	11,3
8	29	0,6	0	1	0	27	11	-17	10	0	10	0,0015	-0,0001	0,0016	1026,1	1026,8	1026,5	900,2	125,0	10,8	7,8	11,3
9	29	0,6	0	1	0	27	11	-17	10	0	10	0,0016	-0,0001	0,0017	1026,8	1027,5	1027,1	900,2	125,6	10,9	7,8	11,3
10	29	0,6	0	1	0	27	11	-17	10	0	10	0,0017	-0,0001	0,0017	1027,5	1028,1	1027,8	900,2	126,3	11,0	7,9	11,3
11	29	0,6	0	1	0	27	44	16	43	0	10	0,0017	0,0001	0,0017	1028,1	1027,5	1027,8	900,5	126,0	47,5	34,2	47,0
12	29	0,6	0	1	0	27	21	-8	19	0	10	0,0017	0,0000	0,0017	1027,5	1027,8	1027,7	900,3	126,1	21,5	15,5	21,0
13	29	0,6	0	1	0	27	11	-18	9	0	10	0,0017	-0,0001	0,0018	1027,8	1028,5	1028,2	900,2	126,7	10,5	7,6	11,3
14	29	0,6	0	1	0	27	11	-18	9	0	10	0,0018	-0,0001	0,0018	1028,5	1029,1	1028,8	900,2	127,3	10,5	7,6	11,3
15	29	0,6	0	1	0	27	10	-18	9	0	10	0,0018	-0,0001	0,0019	1029,1	1029,6	1029,4	900,2	127,9	10,5	7,6	11,3
16	29	0,6	0	1	0	27	10	-18	9	0	10	0,0019	-0,0001	0,0020	1029,6	1030,0	1029,8	900,2	128,3	10,5	7,6	11,3
17	29	0,6	0	1	0	27	24	-5	23	0	10	0,0020	0,0000	0,0020	1030,0	1030,0	1030,0	900,3	128,4	25,5	18,3	25,0

Продолжение приложения А

Таблица А.6 – Режим работы проектируемой ГЭС в апреле маловодного года

Часы	Расходы, м ³ /с									Объемы км ³			Отметки, м				H, м	NГЭС, МВт	Выработка	Nгар, МВт		
	Q _{быт}	Q _{исп}	Q _{лед}	Q _ф	Q _ш	Q _{пол}	Q _{нб}	Q _{вдх}	Q _{ГЭС}	Q _{xc}	Q _{сп}	V _{нач} (НПУ)	dV	V _{кон}	Z _{нач} ВБ	Z _{кон} ВБ	Z _{ср}	Z НБ				
18	43	1	0	2	0	40	82	39	80	0	10	0,0020	0,0001	0,0018	1030,0	1029,1	1029,6	900,9	127,4	89,5	64,4	90,0
19	43	1	0	2	0	40	90	48	88	0	10	0,0018	0,0002	0,0017	1029,1	1027,4	1028,3	901,0	126,0	97,7	70,4	98,3
20	43	1	0	2	0	40	82	39	80	0	10	0,0017	0,0001	0,0015	1027,4	1025,9	1026,7	900,9	124,5	87,5	63,0	87,0
21	43	1	0	2	0	40	72	30	70	0	10	0,0015	0,0001	0,0014	1025,9	1024,8	1025,3	900,8	123,2	76,0	54,7	76,0
22	43	1	0	2	0	40	68	26	66	0	10	0,0014	0,0001	0,0013	1024,8	1023,8	1024,3	900,8	122,2	71,1	51,2	71,0
23	43	1	0	2	0	40	75	33	73	0	10	0,0013	0,0001	0,0012	1023,8	1022,5	1023,2	900,8	121,0	78,0	56,2	78,0
0	43	1	0	2	0	40	79	37	77	0	10	0,0012	0,0001	0,0011	1022,5	1021,0	1021,8	900,9	119,6	81,0	58,3	81,0
1	43	1	0	2	0	40	40	-2	38	0	10	0,0011	0,0000	0,0011	1021,0	1021,1	1021,0	900,5	119,2	40,0	28,8	40,0
2	43	1	0	2	0	40	27	-15	26	0	10	0,0011	-0,0001	0,0011	1021,1	1021,7	1021,4	900,4	119,7	27,0	19,4	27,0
3	43	1	0	2	0	40	12	-31	10	0	10	0,0011	-0,0001	0,0013	1021,7	1023,0	1022,3	900,2	120,8	10,5	7,6	11,3
4	43	1	0	2	0	40	66	23	64	0	10	0,0013	0,0001	0,0012	1023,0	1022,0	1022,5	900,8	120,4	67,6	48,7	68,0
5	43	1	0	2	0	40	95	53	94	0	10	0,0012	0,0002	0,0010	1022,0	1019,7	1020,8	901,0	118,5	97,6	70,3	98,3
6	43	1	0	2	0	40	97	55	96	0	10	0,0010	0,0002	0,0008	1019,7	1016,9	1018,3	901,1	115,9	97,6	70,3	98,3
7	43	1	0	2	0	40	12	-30	10	0	10	0,0008	-0,0001	0,0009	1016,9	1018,4	1017,6	900,2	116,1	10,6	7,6	11,3
8	43	1	0	2	0	40	12	-30	10	0	10	0,0009	-0,0001	0,0010	1018,4	1019,9	1019,2	900,2	117,7	10,5	7,6	11,3
9	43	1	0	2	0	40	12	-30	10	0	10	0,0010	-0,0001	0,0011	1019,9	1021,3	1020,6	900,2	119,1	10,5	7,6	11,3
10	43	1	0	2	0	40	12	-31	10	0	10	0,0011	-0,0001	0,0012	1021,3	1022,5	1021,9	900,2	120,4	10,5	7,6	11,3
11	43	1	0	2	0	40	12	-31	10	0	10	0,0012	-0,0001	0,0013	1022,5	1023,7	1023,1	900,2	121,6	10,5	7,6	11,3
12	43	1	0	2	0	40	11	-31	10	0	10	0,0013	-0,0001	0,0014	1023,7	1024,9	1024,3	900,2	122,8	10,5	7,6	11,3
13	43	1	0	2	0	40	11	-31	10	0	10	0,0014	-0,0001	0,0015	1024,9	1026,1	1025,5	900,2	124,0	10,5	7,6	11,3
14	43	1	0	2	0	40	11	-31	10	0	10	0,0015	-0,0001	0,0017	1026,1	1027,3	1026,7	900,2	125,2	10,5	7,6	11,3
15	43	1	0	2	0	40	12	-30	10	0	10	0,0017	-0,0001	0,0018	1027,3	1028,4	1027,8	900,2	126,3	11,5	8,3	11,3
16	43	1	0	2	0	40	12	-30	10	0	10	0,0018	-0,0001	0,0019	1028,4	1029,4	1028,9	900,2	127,4	11,5	8,3	11,3
17	43	1	0	2	0	40	11	-31	9	0	10	0,0019	-0,0001	0,0020	1029,4	1030,0	1029,7	900,2	128,2	10,5	7,6	11,3

Продолжение приложения А

Таблица А.7 – Режим работы проектируемой ГЭС в мае маловодного года

Часы	Расходы, м ³ /с									Объемы км ³			Отметки, м				H, м	NГЭС, МВт	Выработка	Nгар, МВт		
	Q _{быт}	Q _{исп}	Q _{лед}	Q _ф	Q _ш	Q _{пол}	Q _{нб}	Q _{вдх}	Q _{ГЭС}	Q _{xc}	Q _{сп}	V _{нач} (НПУ)	dV	V _{кон}	Z _{нач} ВБ	Z _{кон} ВБ	Z _{ср}	Z НВ				
18	43	1	0	2	0	40	82	39	80	0	10	0,0020	0,0001	0,0018	1030,0	1029,1	1029,6	900,9	127,4	89,5	64,4	90,0
19	43	1	0	2	0	40	90	48	88	0	10	0,0018	0,0002	0,0017	1029,1	1027,4	1028,3	901,0	126,0	97,7	70,4	98,3
20	43	1	0	2	0	40	82	39	80	0	10	0,0017	0,0001	0,0015	1027,4	1025,9	1026,7	900,9	124,5	87,5	63,0	87,0
21	43	1	0	2	0	40	72	30	70	0	10	0,0015	0,0001	0,0014	1025,9	1024,8	1025,3	900,8	123,2	76,0	54,7	76,0
22	43	1	0	2	0	40	68	26	66	0	10	0,0014	0,0001	0,0013	1024,8	1023,8	1024,3	900,8	122,2	71,1	51,2	71,0
23	43	1	0	2	0	40	75	33	73	0	10	0,0013	0,0001	0,0012	1023,8	1022,5	1023,2	900,8	121,0	78,0	56,2	78,0
0	43	1	0	2	0	40	79	37	77	0	10	0,0012	0,0001	0,0011	1022,5	1021,0	1021,8	900,9	119,6	81,0	58,3	81,0
1	43	1	0	2	0	40	40	-2	38	0	10	0,0011	0,0000	0,0011	1021,0	1021,1	1021,0	900,5	119,2	40,0	28,8	40,0
2	43	1	0	2	0	40	27	-15	26	0	10	0,0011	-0,0001	0,0011	1021,1	1021,7	1021,4	900,4	119,7	27,0	19,4	27,0
3	43	1	0	2	0	40	12	-31	10	0	10	0,0011	-0,0001	0,0013	1021,7	1023,0	1022,3	900,2	120,8	10,5	7,6	11,3
4	43	1	0	2	0	40	66	23	64	0	10	0,0013	0,0001	0,0012	1023,0	1022,0	1022,5	900,8	120,4	67,6	48,7	68,0
5	43	1	0	2	0	40	95	53	94	0	10	0,0012	0,0002	0,0010	1022,0	1019,7	1020,8	901,0	118,5	97,6	70,3	98,3
6	43	1	0	2	0	40	97	55	96	0	10	0,0010	0,0002	0,0008	1019,7	1016,9	1018,3	901,1	115,9	97,6	70,3	98,3
7	43	1	0	2	0	40	12	-30	10	0	10	0,0008	-0,0001	0,0009	1016,9	1018,4	1017,6	900,2	116,1	10,6	7,6	11,3
8	43	1	0	2	0	40	12	-30	10	0	10	0,0009	-0,0001	0,0010	1018,4	1019,9	1019,2	900,2	117,7	10,5	7,6	11,3
9	43	1	0	2	0	40	12	-30	10	0	10	0,0010	-0,0001	0,0011	1019,9	1021,3	1020,6	900,2	119,1	10,5	7,6	11,3
10	43	1	0	2	0	40	12	-31	10	0	10	0,0011	-0,0001	0,0012	1021,3	1022,5	1021,9	900,2	120,4	10,5	7,6	11,3
11	43	1	0	2	0	40	12	-31	10	0	10	0,0012	-0,0001	0,0013	1022,5	1023,7	1023,1	900,2	121,6	10,5	7,6	11,3
12	43	1	0	2	0	40	11	-31	10	0	10	0,0013	-0,0001	0,0014	1023,7	1024,9	1024,3	900,2	122,8	10,5	7,6	11,3
13	43	1	0	2	0	40	11	-31	10	0	10	0,0014	-0,0001	0,0015	1024,9	1026,1	1025,5	900,2	124,0	10,5	7,6	11,3
14	43	1	0	2	0	40	11	-31	10	0	10	0,0015	-0,0001	0,0017	1026,1	1027,3	1026,7	900,2	125,2	10,5	7,6	11,3
15	43	1	0	2	0	40	12	-30	10	0	10	0,0017	-0,0001	0,0018	1027,3	1028,4	1027,8	900,2	126,3	11,5	8,3	11,3
16	43	1	0	2	0	40	12	-30	10	0	10	0,0018	-0,0001	0,0019	1028,4	1029,4	1028,9	900,2	127,4	11,5	8,3	11,3
17	43	1	0	2	0	40	11	-31	9	0	10	0,0019	-0,0001	0,0020	1029,4	1030,0	1029,7	900,2	128,2	10,5	7,6	11,3

Продолжение приложения А

Таблица А.8 – Режим работы проектируемой ГЭС в октябре маловодного года

Часы	Расходы, м ³ /с									Объемы км ³			Отметки, м				H, м	NГЭС, МВт	Выработка	Nгар, МВт		
	Q _{быт}	Q _{исп}	Q _{лед}	Q _ф	Q _ш	Q _{пол}	Q _{нб}	Q _{вдх}	Q _{ГЭС}	Q _{xc}	Q _{сп}	V _{нач} (НПУ)	dV	V _{кон}	Z _{нач} ВБ	Z _{кон} ВБ	Z _{ср}	Z НБ				
7	83	2	0	3	2	76	92	11	87	0	10	0,0020	0,0000	0,0019	1030,0	1029,9	1029,9	901,0	127,6	97,6	70,2	98,2
8	83	2	0	3	2	76	92	11	87	0	10	0,0019	0,0000	0,0019	1029,9	1029,7	1029,8	901,0	127,5	97,5	70,2	98,2
9	83	2	0	3	2	76	92	11	87	0	10	0,0019	0,0000	0,0019	1029,7	1029,4	1029,5	901,0	127,2	97,8	70,4	98,2
10	83	2	0	3	2	76	92	11	87	0	10	0,0019	0,0000	0,0018	1029,4	1029,0	1029,2	901,0	126,9	97,5	70,2	98,2
11	83	2	0	3	2	76	93	11	88	0	10	0,0018	0,0000	0,0018	1029,0	1028,6	1028,8	901,0	126,5	97,6	70,3	98,2
12	83	2	0	3	2	76	93	12	88	0	10	0,0018	0,0000	0,0017	1028,6	1028,2	1028,4	901,0	126,1	97,8	70,4	98,2
13	83	2	0	3	2	76	94	12	89	0	10	0,0017	0,0000	0,0017	1028,2	1027,8	1028,0	901,0	125,7	97,9	70,5	98,2
14	83	2	0	3	2	76	94	12	89	0	10	0,0017	0,0000	0,0017	1027,8	1027,3	1027,5	901,0	125,2	97,6	70,3	98,2
15	83	2	0	3	2	76	94	13	89	0	10	0,0017	0,0000	0,0016	1027,3	1026,8	1027,0	901,0	124,7	98,0	70,5	98,2
16	83	2	0	3	2	76	95	13	90	0	10	0,0016	0,0000	0,0016	1026,8	1026,3	1026,5	901,0	124,2	98,0	70,6	98,2
17	83	2	0	3	2	76	95	13	90	0	10	0,0016	0,0000	0,0015	1026,3	1025,8	1026,0	901,0	123,7	97,6	70,3	98,2
18	83	2	0	3	2	76	96	14	91	0	10	0,0015	0,0001	0,0015	1025,8	1025,2	1025,5	901,0	123,2	98,4	70,8	98,2
19	83	2	0	3	2	76	96	15	91	0	10	0,0015	0,0001	0,0014	1025,2	1024,7	1024,9	901,1	122,6	98,2	70,7	98,2
20	83	2	0	3	2	76	96	14	91	0	10	0,0014	0,0001	0,0014	1024,7	1024,1	1024,4	901,0	122,0	97,6	70,3	98,2
21	83	2	0	3	2	76	97	15	92	0	10	0,0014	0,0001	0,0013	1024,1	1023,5	1023,8	901,1	121,5	98,1	70,6	98,2
22	83	2	0	3	2	76	97	16	92	0	10	0,0013	0,0001	0,0012	1023,5	1022,9	1023,2	901,1	120,9	97,9	70,5	98,2
23	83	2	0	3	2	76	98	16	93	0	10	0,0012	0,0001	0,0012	1022,9	1022,3	1022,6	901,1	120,2	98,1	70,6	98,2
0	83	2	0	3	2	76	98	17	93	0	10	0,0012	0,0001	0,0011	1022,3	1021,6	1021,9	901,1	119,5	98,1	70,6	98,2
1	83	2	0	3	2	76	99	18	94	0	10	0,0011	0,0001	0,0011	1021,6	1020,8	1021,2	901,1	118,8	98,2	70,7	98,2
2	83	2	0	3	2	76	47	-35	42	0	10	0,0011	-0,0001	0,0012	1020,8	1022,3	1021,5	900,6	119,7	44,0	31,7	43,6
3	83	2	0	3	2	76	15	-66	10	0	10	0,0012	-0,0002	0,0014	1022,3	1024,8	1023,5	900,3	122,0	11,0	7,9	11,0
4	83	2	0	3	2	76	15	-66	10	0	10	0,0014	-0,0002	0,0017	1024,8	1027,4	1026,1	900,3	124,5	11,0	7,9	11,0
5	83	2	0	3	2	76	15	-67	10	0	10	0,0017	-0,0002	0,0019	1027,4	1029,6	1028,5	900,3	127,0	11,0	7,9	11,0
6	83	2	0	3	2	76	59	-22	54	0	10	0,0019	-0,0001	0,0020	1029,6	1030,0	1029,8	900,7	127,8	60,9	43,9	60,7

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Основное и вспомогательное оборудование

Голубым цветом выделены рассчитанные параметры подходящих гидротурбин.

Таблица Б.1 – Параметры гидротурбины РО140-В для различных диаметров

D _{1,м}	1,00	1,25	1,40	1,60	1,80	1,90	2,00	2,12	2,24	2,36
η _{турб}	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
N' _{арп} , МВт	11,69	18,27	22,92	29,94	37,89	42,22	46,78	52,56	58,68	65,14
Z' _a , шт	9,06	5,80	4,62	3,54	2,80	2,51	2,27	2,02	1,81	1,63
Z _a , шт	10	8	6	4	3	3	3	3	2	2
N _{арп} , МВт	10,2	12,75	17	25,5	34	34	34	34	51	51
Δ	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
n'c	817,33	654,68	584,90	512,15	455,52	431,66	410,18	387,07	366,44	347,89
n _{синхр}	1000	600	600	500	428,6	428,60	428,57	375	375	333,33
n'IH _{max}	92,37	69,19	77,45	73,71	71,04	74,96	78,88	73,14	77,26	72,34
n'IH _p	89,31	66,90	74,88	71,27	68,69	72,48	76,27	70,72	74,84	69,94
n'IH _{min}	87,08	65,23	73,01	69,49	66,97	70,67	74,37	68,96	72,84	68,20
Q _I ·η _p	0,925	0,916	0,730	0,838	0,883	0,793	0,715	0,637	0,830	0,771
Q _I ·η _{max}	0,858	0,849	0,677	0,777	0,819	0,735	0,663	0,590	0,769	0,714

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Параметры гидротурбины ПЛД140-В45° для различных диаметров

D _{1,м}	1,00	1,25	1,40	1,60	1,80	1,90	2,00	2,12	2,24	2,36
η _{турб}	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
N' _{арп} , МВт	12,47	19,49	24,44	31,92	40,40	45,02	49,88	56,05	62,57	69,46
Z' _a , шт	8,34	5,34	4,25	3,26	2,57	2,31	2,08	1,86	1,66	1,50
Z _a , шт	9	6	6	4	3	3	3	2	2	2
N _{арп} , МВт	11,3	17	17	25,5	34	34	34	51	51	51
Δ	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
n' _c	951,1	761,6	680,3	595,6	529,7	501,9	476,9	450,0	426,0	404,4
n _{синхр}	1000	750	600	600	500	500	500,0	428,6	428,6	375
n' _{IHmax}	92,42	86,57	77,53	88,56	82,98	87,58	92,17	83,72	88,44	81,52
n' _{IHp}	89,37	83,70	74,96	85,63	80,24	84,68	89,12	80,95	85,52	78,82
n' _{IHmin}	87,13	81,61	73,09	83,49	78,23	82,56	86,89	78,93	83,38	76,85
Q _I ·η _p	0,908	0,872	0,695	0,798	0,841	0,754	0,681	0,909	0,814	0,734
Q _I ·η _{max}	0,842	0,808	0,644	0,740	0,779	0,699	0,631	0,843	0,755	0,680

Продолжение приложения Б

Универсальная характеристика гидротурбины РО 140/8106-В-51,56
№ 2619 ЛМЗ

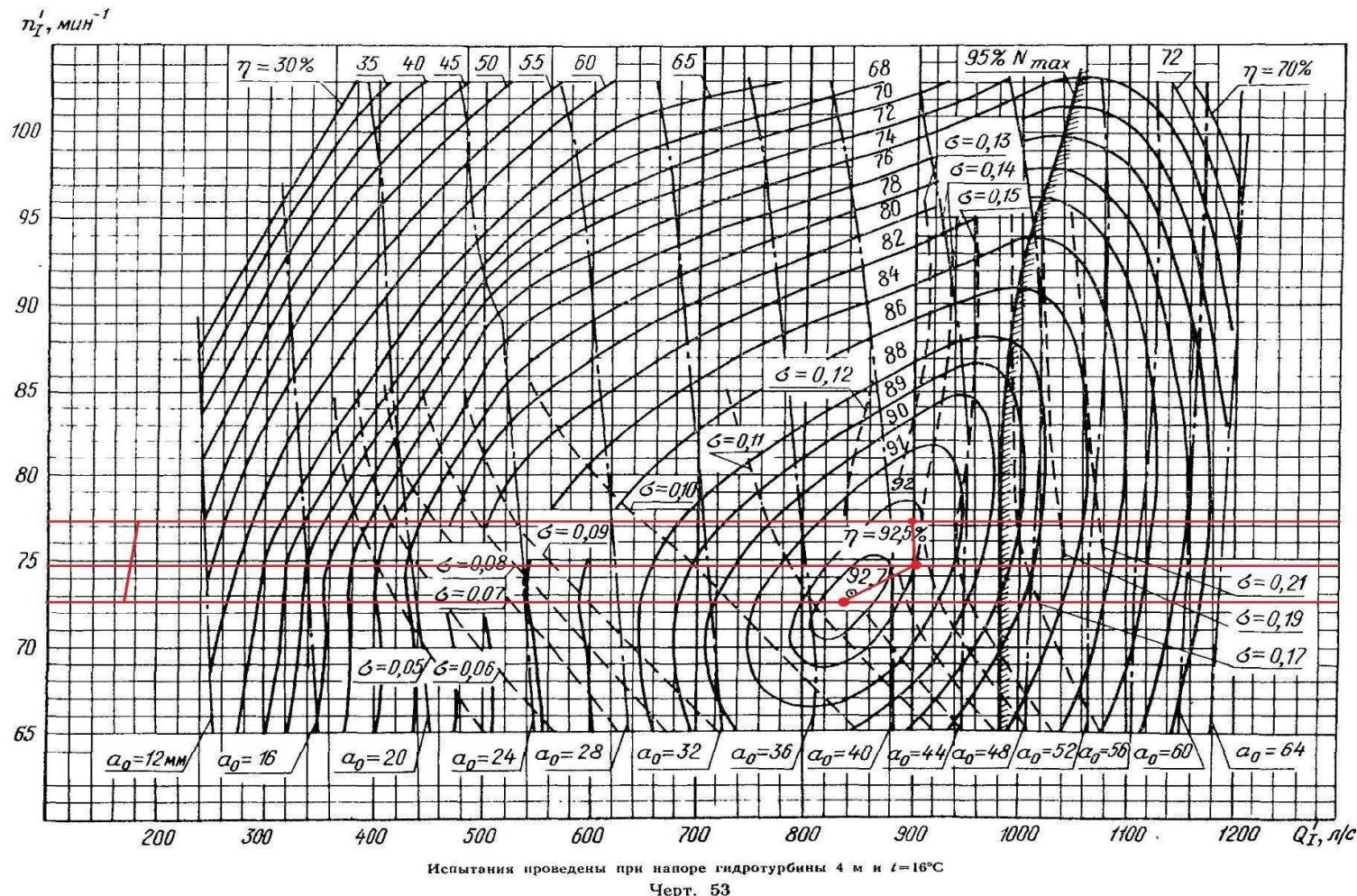


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика РО140-В-224

Продолжение приложения Б

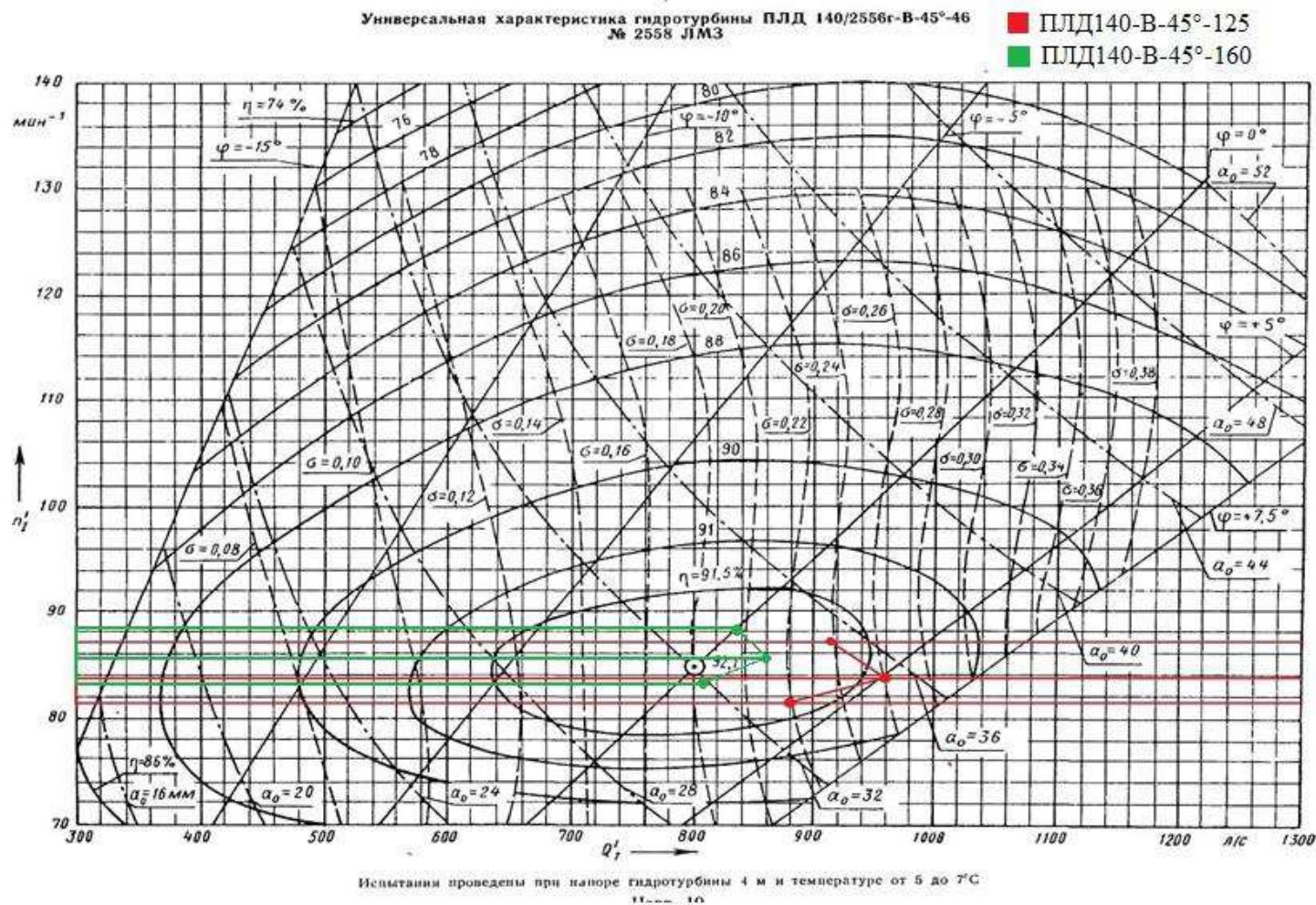


Рисунок Б.2 –Главная универсальная характеристика ПЛД140-В-45°-125, ПЛД140-В-45°-160

Продолжение приложения Б

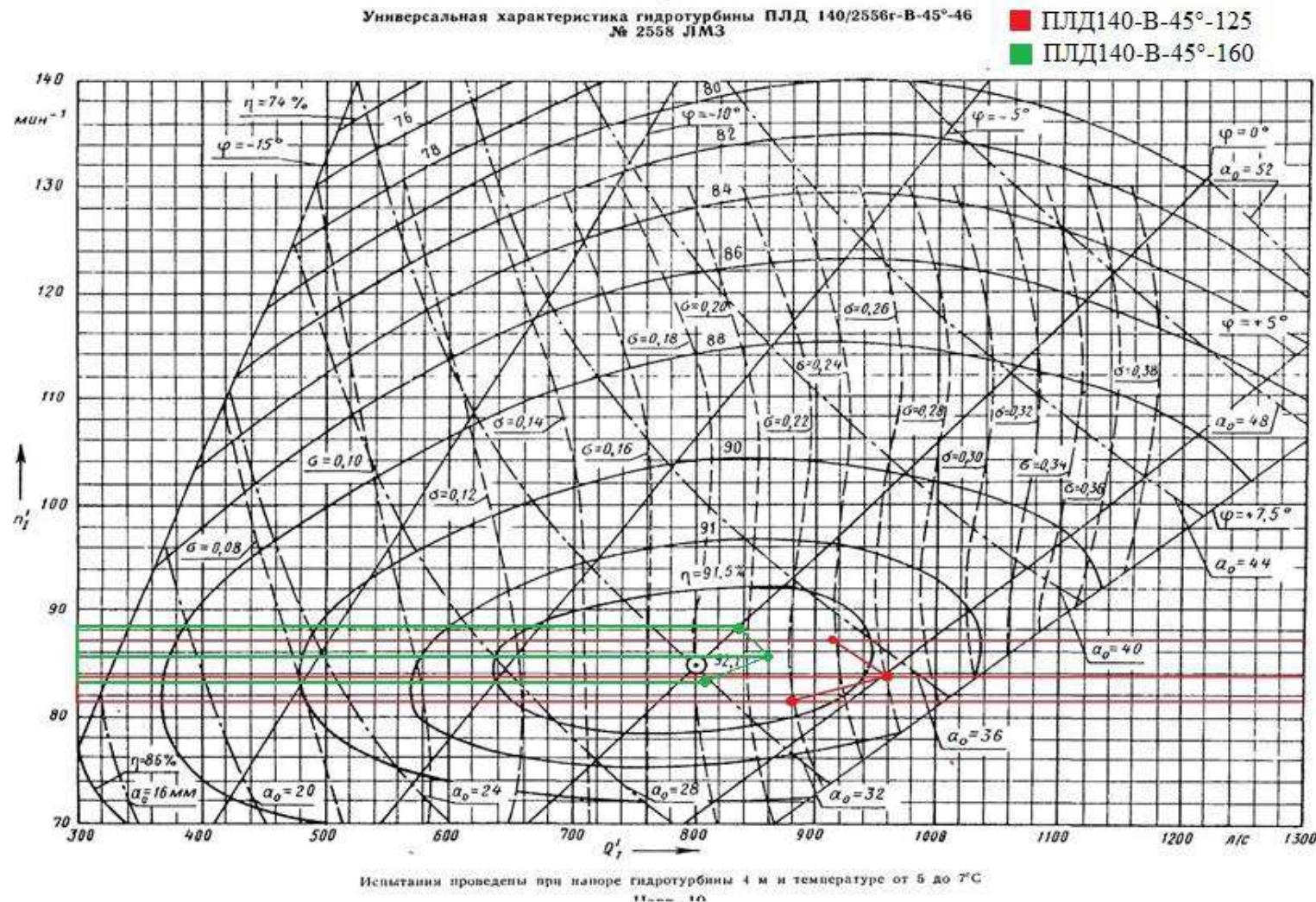


Рисунок Б.3 –Главная универсальная характеристика ПЛД140-В-45°-190, ПЛД140-В-45°-224

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидромашин»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 А.А. Андрияс
подпись инициалы, фамилия
« 02 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕРЕКСКОЙ ГЭС-2 НА РЕКЕ ТЕРЕК.
ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КОНСТРУКЦИОННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ
ДЕРИВАЦИОННОЙ ГЭС.**

Руководитель  02.07 А.А. Андрияс
подпись, дата инициалы, фамилия
Кандидат технических
наук, доцент, зав. кафедрой
ГТС и ГМ
должность

Выпускник  02.07 В.Ю. Федорова
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа БР по теме Проектирование Терекской ГЭС-2 на реке Терек. Гидравлический расчет конструкционных элементов деривационной ГЭС.

Консультанты
по разделам:

Водно-энергетические
расчеты

Затеев 28.06.20

Е.Ю. Затеева

подпись, дата

Выбор основного и
вспомогательного
оборудования

Масленникова 02.07.20

А.В. Масленникова

подпись, дата

Компоновка
и расчет гидротехнических
сооружений

Фирищак 03.07.20

Е.В. Фирищак

подпись, дата

Охрана труда и противопожарная
безопасность

Затеев 02.07.20

В.Б. Затеев

подпись, дата

Технико-экономические показатели

Лапасова 02.07.20

В.В. Лапасова

подпись, дата

Мероприятия по охране
окружающей среды

Кадычегов 02.07.20

В.А. Кадычегов

подпись, дата

Организация
и производство гидротехнических
работ

Толошина 02.07.20

Т.Ю. Толошинова

подпись, дата

Нормоконтролер

Чабанова 02.07.20

А.А. Чабанова

подпись, дата