

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
« ____ » _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01-Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УРУКХАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УРУХ.
ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЙ В АРОЧНОЙ ПЛОТИНЕ
ТЕНЗОМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ**

Руководитель _____
подпись, дата

инженер Службы
мониторинга ГТС Филиала
ПАО«РусГидро» «Саяно-
Шушенская ГЭС имени П.С.
Непорожнего»
должность

Е.В. Фирищак
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

К.С. Шаманский
инициалы, фамилия

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Урукхайской ГЭС на реке Урух. Определение напряжений в арочной плотине тензометрическим методом»

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчеты	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Организация и производство гидротехнических работ	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Технико-экономическое обоснование	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ УРУКХАЙСКОЙ ГЭС.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Общая часть.....	9
1.1 Природные условия.....	9
1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла.....	9
1.1.2 Гидрологические данные.....	9
1.1.3 Инженерно-геологические условия.....	11
1.1.4 Топографические условия.....	11
1.1.5 Сейсмические условия.....	11
2 Водно-энергетические расчёты.....	12
2.1 Регулирование стока воды.....	12
2.1.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока.....	12
2.2 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов.....	14
2.2.1 Построение суточных графиков и интегральных кривых нагрузки энергосистемы.....	14
2.2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	17
2.2.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	19
2.2.4 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году.....	21
2.2.5 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС.....	22
2.2.6 Построение баланса мощности системы.....	22
2.2.7 Построение режимного поля.....	24
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	27
3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов.....	27
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины.....	27
3.1.2 Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения и рабочей зоны на универсальной характеристике.....	28
3.2 Гидротурбины и их проточная часть.....	31
3.2.1 Определение отметки заглубления рабочего колеса гидротурбины.....	31

3.2.2	Гидромеханический расчёт спиральной камеры	33
3.3	Разработка схемы установки.....	37
3.3.1	Расчет деталей и узлов гидротурбины.....	37
3.3.1.1	Расчёт вала на прочность	37
3.3.1.2	Расчет подшипника.....	37
3.3.1.3	Выбор маслонапорной установки	39
3.3.1.4	Выбор гидрогенератора.....	39
3.3.2	Расчёт машинного зала.....	39
4	Компоновка и сооружения гидроузла.....	41
4.1	Вписывание арки.....	41
4.1	Расчет круговой арки с жестко заделанными пятами методом чистой арки	42
4.2	Определение напряжений в сечении на 1/3 Нпл от верха (▼ 1940м).....	43
4.2.1	Определение напряжений от равномерного давления воды	43
4.2.2	Определение напряжений от равномерного изменения температуры.....	45
4.2.3	Определение напряжения от неравномерного изменения температуры.....	47
4.3	Определение напряжений в сечении на 2/3 Нпл (▼ 1910 м) от низа	48
4.3.1	Определение напряжений от равномерного давления воды	48
4.3.2	Определение напряжения от равномерного изменения температуры.....	49
4.3.3	Определение напряжения от неравномерного изменения температуры.....	51
5	Организация и производство гидротехнических работ	52
5.1	Разбивка сооружения на периоды и этапы возведения.....	52
5.2	I этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла	52
5.2.1	Последовательность пропуска расходов по строительному туннелю	52
5.2.2	Гидравлический расчет строительного безнапорного туннеля	53
5.2.2.1	Расчет площади живого сечения	53
5.2.2.3	Определим высотные положения безнапорного туннеля.....	54
5.2.2.4	Проверка пропускной способности туннеля.....	54

5.2.2.5	Время на проходку туннеля	55
5.2.2.6	Конструкция перемычек.....	56
5.3	II этап – перекрытие русла	57
5.3	III этап – возведение сооружений	58
5.3.3	Земляные и буровзрывные строительные работы	59
5.3.4	Выбор экскаватора.....	59
5.3.5	Буровзрывные работы	60
5.3.6	Производство бетонных работ.....	62
5.3.6.1	Бетонный завод	62
5.3.6.2	Опалубочные работы.....	63
5.3.6.3	Арматурные работы.....	64
5.3.6.5	Этапы выполнения укладки бетона	65
5.3.6.6	Уход за бетоном и контроль качества.....	66
5.4	IV этап – наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища, наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов	66
5.4.1	Гидравлический расчет донного отверстия для пропуска строительных расходов в период наполнения водохранилища	67
6.	Охрана труда и противопожарная безопасность. Мероприятия по охране окружающей среды	69
6.1.	Мероприятия по охране окружающей среды.....	69
6.1.1	Общие сведения о районе строительства	69
6.2	Требования по охране труда для работников Урукхайской ГЭС ...	76
6.2.1.	Общие положения.....	76
6.2.2.	Охрана труда на Урукхайской ГЭС	77
6.3.	Пожарная безопасность.....	80
6.3.1.	Общие требования к пожарной безопасности	80
7	Технико-экономические показатели	84
7.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	84
7.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	85
7.3	Налоговые расходы.....	88
7.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	89
7.6	Оценка инвестиционного проекта.....	91
7.6.1	Методология, исходные данные.....	91

7.6.2 Коммерческая эффективность	91
7.6.3 Бюджетная эффективность	92
7.7 Анализ чувствительности	93
8 Определение напряжений в арочной плотине тензометрическим методом	95
8.1 Типы тензометров	97
8.1.1 Механические тензометры.....	97
8.1.2 Резистивный тензометр	98
8.1.3 Емкостный тензометр.....	98
8.1.4 Индуктивные тензометры	99
8.1.5 Тензометры струнного типа.....	99
8.1.6 Принцип действия струнного преобразователя.....	100
8.2 Вычисление напряженной деформации	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	113
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	114
Приложение А	116
Приложение Б.....	118
Приложение В	122
Приложение Г	124

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ УРУКХАЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Урух.
2. Местонахождение ГЭС.....Кабардино-Балкария.
3. Тип проектируемой установки.....Арочная ГЭС.
4. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулируемого стока.....годовой;
 - б) отметка: НПУ.....1960,00 м;
УМО.....1956,51 м;
ФПО.....1961,50 м.
 - в) объёмы: полный..... 8,2км³
полезный.....1,3 км³.
5. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....74,5 м;
 - б) расчётный.....70,0 м;
 - в) минимальный..... 68,9 м.
6. Мощность:
 - а) установленная.....347 МВт;
 - б) гарантированная.....328 МВт.
7. Среднегодовая выработка электроэнергии..... 1,314 млрд. кВт·ч.
8. Характеристики оборудования:
 - а) тип гидротурбин.....радиально-осевые;
 - б) количество и марка гидротурбин.....4хРО75-В-375;
 - в) количество и марка генераторов.....4хСВ-780/190-32;
 - г) мощность генератора.....77 тыс.кВт;
 - д) частота вращения.....187,5 об/мин.
9. Бетонная водосливная плотина:
 - а) высота плотины.....90 м;
 - б) длина по гребню.....250м;
 - в) отметка гребня.....1970,00 м;
 - г) грунты основания.....граниты.
10. Техничко-экономические показатели:
 - а) удельные капиталовложения.....30255,5 руб./кВт;
 - б) себестоимость энергии.....1 руб./кВт·ч;
 - г) срок окупаемости.....11 лет.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время невозможно представить жизнь без электричества.

Для производства электрической энергии строятся разнообразные типы электрических станций. Самым удобным видом электростанций с низкой себестоимостью электроэнергии на сегодняшний день являются гидравлические.

ГЭС использует возобновляемый источник и использует водную механическую энергию для преобразования её в электрическую. В то же время актуальным является строительство гидротехнических сооружений, так как конечная стоимость получаемой электроэнергии ниже, чем при использовании других видов электростанций, и нет вредных выбросов в атмосферу.

Основной целью бакалаврской работы является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции.

Створ проектируемой ГЭС располагается на реке Урух в Кабардино-Балкарии.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Климат- умеренный континентальный. На равнине средние температуры января минус 4,5 град. С, июля 24 град. С; в предгорьях, соответственно - минус 4 град.С и 20 град.С. Осадков 600-700 мм в год на равнине, до 900 мм в предгорьях; свыше 1000 мм в высокогорьях. Средняя температура в районе строительства января: $-3,2$ °С, средняя температура июля: $+20,4$ °С, расчетная температура в районе строительства = -20 градусов Цельсия

1.1.2 Гидрологические данные

Урух-вытекает из ледника Харвес в Дигорском ущелье Кабардино-Балкарии.

В Урух впадает несколько других рек : Караугомдон, Танадон, Айгомугидон, Хазнидон Территория расположения Урукхайской ГЭС находится в безмерзлотной зоне.

Гидрологический ряд наблюдений за рекой Урух в период с 1955 по 2004 годов приведён в приложении А, таблица А1.

Кривые связи верхнего и нижнего бьефов представлены на рисунках 1.1-1.3.

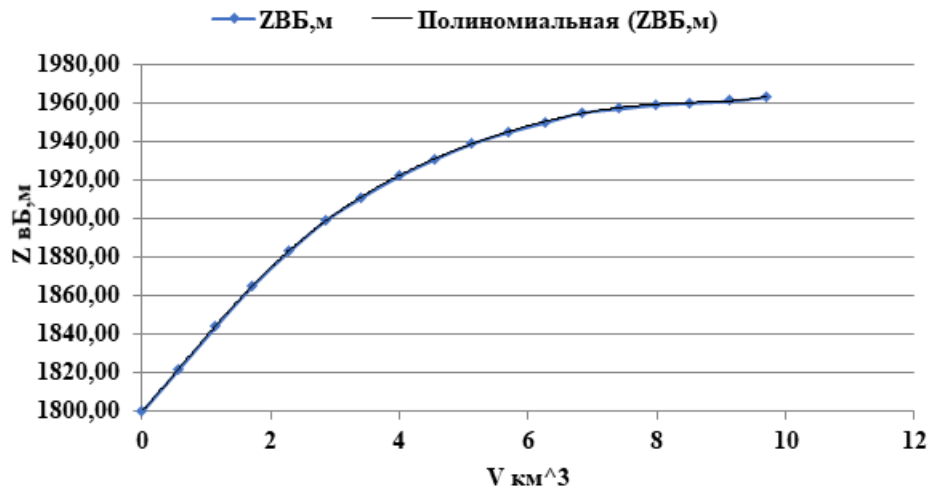


Рисунок 1.1. График зависимости $Z_{ВБ} = f(F)$

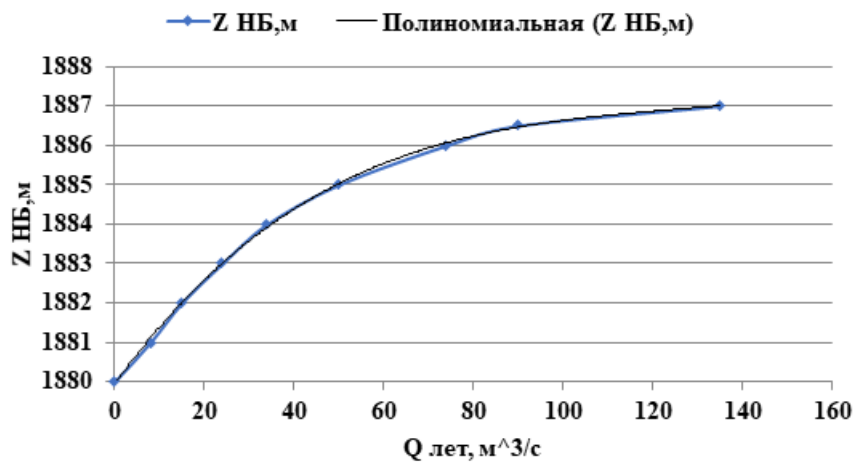


Рисунок 1.2. График зависимости $Z_{НБ} = f(Q \text{ лет.})$

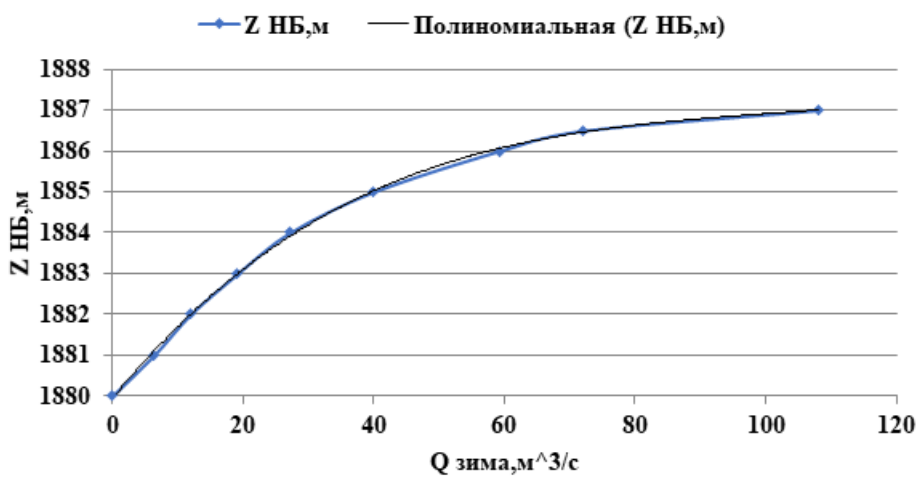


Рисунок 1.3. График зависимости $Z_{НБ} = f(Q \text{ зим.})$

Требования участников водохозяйственного комплекса и потери расхода воды из водохранилища представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Потери и требования водохозяйственного комплекса

Потери расхода												
Месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q90%	79	94	104	112	142	177	202	165	101	78	35	79
Q исп, м ³ /с	0	0	0	1	1	2	2	2	1	1	0	0
Q фильтр, м ³ /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q лед, м ³ /с	4	2	0	-8	-6	0	0	0	0	0	4	4
Q рыбоп, м ³ /с	0	0	0	0	6	6	6	0	0	0	0	0
Q сумм, м ³ /с	5	3	1	-7	2	9	9	3	2	2	5	5

1.1.3 Инженерно-геологические условия

В основании сооружения залегают граниты. Ширина створа по НПУ 250 м. Отметка дна 1880 м.

1.1.4 Топографические условия

Проектируемый гидроузел проектируется в горной местности. Промышленные здания на период строительства и эксплуатации будут размещены в стороне нижнего бьефа на правом берегу.

1.1.5 Сейсмические условия

Согласно СП и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Урукхайской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 9 баллам шкалы MSK-64.

Учитывая, что Урукхайская ГЭС имеет скальное основание, расчетная сейсмичность для гидротехнических сооружений ГЭС составляет 8 баллов.

2 Водно-энергетические расчёты

2.1 Регулирование стока воды

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

Год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). За многоводные принимаются месяцы, в которых расход был больше или равен среднегодовому, остальные месяцы составляют маловодный период. В данном случае половодными принимаются 4-8 месяцы, а все остальные месяцы года-маловодными. Для определения маловодного и средневодного года необходимо посчитать обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межень в процентах по формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n+1} 100 \%, \quad (1.1)$$

где: m - порядковый номер члена ряда среднегодовых расходов, ранжированного в убывающем порядке;
 n - общее число членов ряда.

Результаты приводятся в приложении Б, таблица Б1.

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и средневодный год. За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, в данном случае 1999 год.

За средневодный год принимается год с обеспеченностью 50%, но в данном случае нет конкретного года, поэтому определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1956 и 2004 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Для 2004 года:

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п},50\%}}{Q_{\text{п},2004}} = \frac{196,5}{186} = 1,05, \quad (2.1)$$

$$\alpha_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м},50\%}}{Q_{\text{м},2004}} = \frac{90}{95} = 0,94. \quad (2.2)$$

Для 1956 года:

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п},50\%}}{Q_{\text{п},1956}} = \frac{196,5}{207} = 0,94, \quad (2.3)$$

$$\alpha_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м},50\%}}{Q_{\text{м},1956}} = \frac{90}{75} = 1,2. \quad (2.4)$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 2004, так как его коэффициенты ближе к единице.

Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты.

Требуется дополнительная корректировка расходов маловодного года при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Это значит, что месяцы, где расход средневодного года меньше, чем маловодного необходимо скорректировать в сторону увеличения за счет снижения расходов в другие месяцы, но обязательно относящиеся к одному и тому же периоду (сезону).

Таблица 2.1- Маловодный год (P=90%) без приведения, с приведением, с корректировкой (1999 год)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.} , м3/с
Q _{50%} - Q _{90%}	75	90	104	112	142	177	202	165	101	78	35	72	
Изменения Q _{90%}	+4	+4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4	
Q _{90%} коррек.	79	94	104	112	142	177	202	165	101	78	35	68	113

Средневодный 2004 год не нуждается в корректировке, т.к. его коэффициент по половодью больше единицы.

Таблица 2.2- Средневодный год (P=50%) без приведения

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.} , м3/с
Q _{50%} , м3/с	74	96	130	147	168	207	227	182	111	89	87	79	133

Гидрографы расчётных средневодного и маловодного годов, показаны на рисунке 2.1.

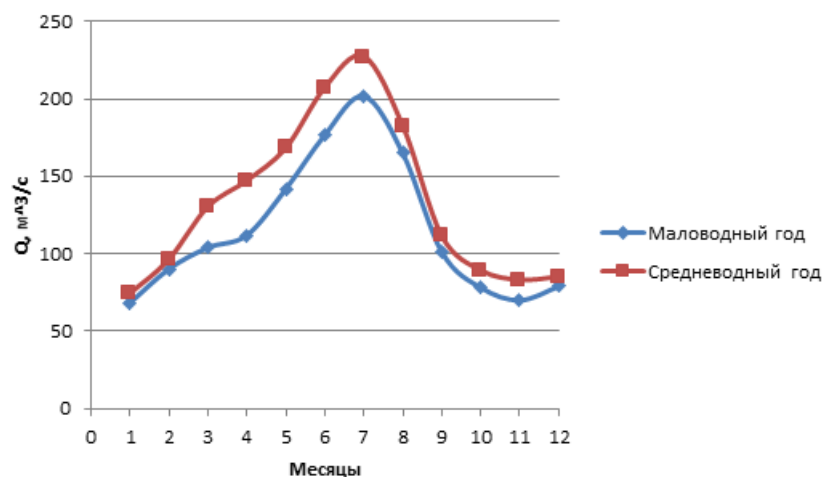


Рисунок 2.1- Гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов

2.2.1 Построение суточных графиков и интегральных кривых нагрузки энергосистемы

Используя сайт системного оператора, выберем один зимний день (25.01.2016), один летний (25.07.2016) (кроме выходных). Используя эти данные, построим суточные графики нагрузки для зимы и лета.

Интегральная кривая нагрузки характеризует зависимость прироста суточной выработки от прироста нагрузки энергосистемы. Интегральные кривые нагрузки строятся по данным, полученным в результате ранжирования мощности по убыванию, делению её на зоны, соответствующим приращениям нагрузки и выработке электроэнергии в данных зонах.

В таблицах 2.3 и 2.4 представлены значения суточных графиков нагрузки ИКН для летнего и зимнего периодов.

На рисунках 2.2 и 2.3 представлены графики потребления мощности Северокавказского РДУ за зимние и летние сутки.

Таблица 2.3.- Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

Р(Северокавказское РДУ), МВт	dP, МВт	Часы	dЭ, млн.кВт.ч	dP (координ.), МВт	dЭ (координат.) млн.кВт.ч
14537	88	01:00	0,09	88	0,09
14449	229	02:00	0,46	317	0,55
14220	79	03:00	0,24	396	0,78
14141	295	04:00	1,18	691	1,96
13846	451	05:00	2,26	1142	4,22
13395	39	06:00	0,23	1181	4,45
13356	293	07:00	2,05	1474	6,50
13063	2	08:00	0,02	1476	6,52
13061	39	09:00	0,35	1515	6,87
13022	109	10:00	1,09	1624	7,96

Продолжение таблицы 2.3

Р(Северокавказское РДУ), МВт	dP, МВт	Часы	dЭ, млн.кВт.ч	dP (координ.), МВт	dЭ (координат.) млн.кВт.ч
12913	47	11:00	0,52	1671	8,48
12866	22	12:00	0,26	1693	8,74
12844	46	13:00	0,60	1739	9,34
12798	200	14:00	2,80	1939	12,14
12598	400	15:00	6,00	2339	18,14
12198	280	16:00	4,48	2619	22,62
11918	217	17:00	3,69	2836	26,31
11701	10	18:00	0,18	2846	26,49
11691	337	19:00	6,40	3183	32,89
11354	16	20:00	0,32	3199	33,21
11338	154	21:00	3,23	3353	36,45

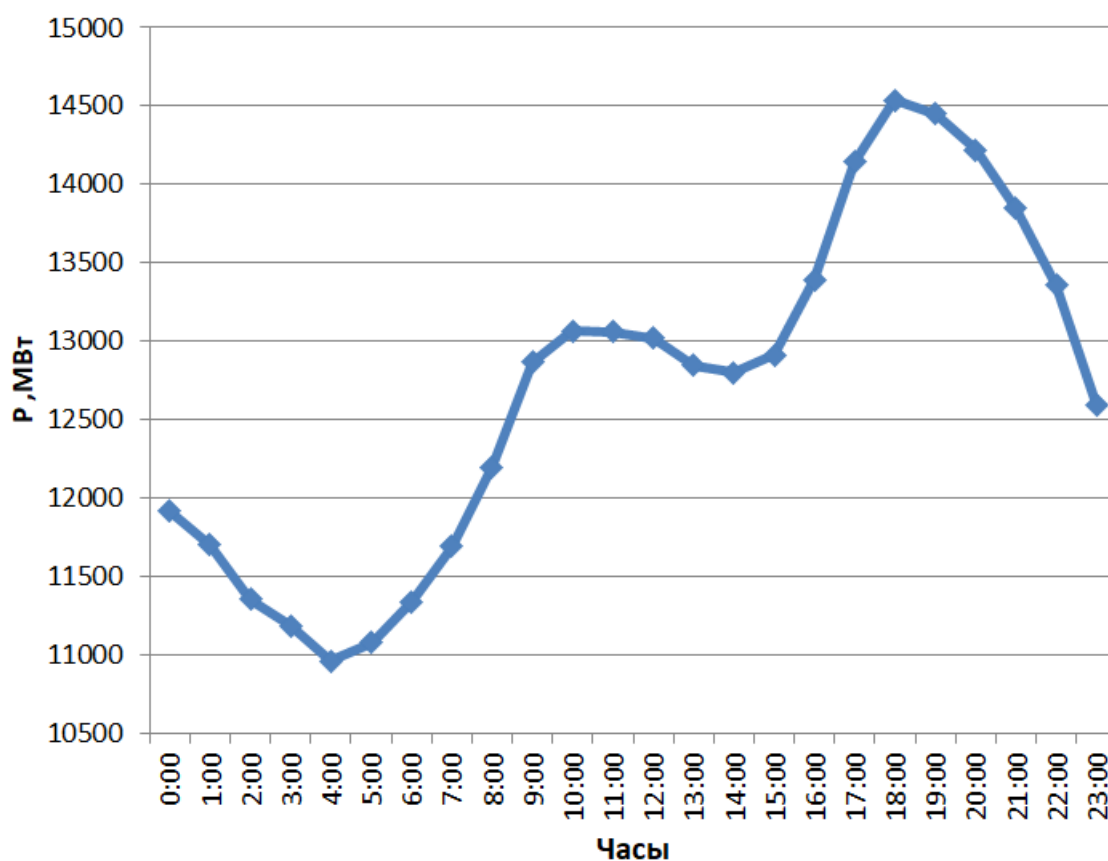


Рисунок 2.2 – График потребления мощности Северокавказского РДУ (зимние сутки)

Таблица 2.4- Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

Р(Северокавказское РДУ), МВт	dP, МВт	Часы	dЭ, млн.кВт.ч	dP (координ.), МВт	dЭ (координат.) млн.кВт.ч
11863	145	1:00	0,15	145	0,15
11718	175	2:00	0,35	320	0,50
11543	45	3:00	0,14	365	0,63
11498	51	4:00	0,20	416	0,83
11447	102	5:00	0,51	518	1,34
11345	20	6:00	0,12	538	1,46
11325	51	7:00	0,36	589	1,82
11274	11	8:00	0,09	600	1,91
11263	104	9:00	0,94	704	2,85
11159	64	10:00	0,64	768	3,49
11095	4	11:00	0,04	772	3,53
11091	96	12:00	1,15	868	4,68
10995	352	13:00	4,58	1220	9,26
10643	384	14:00	5,38	1604	14,63
10259	521	15:00	7,82	2125	22,45
9738	533	16:00	8,53	2658	30,98
9205	502	17:00	8,53	3160	39,51
8703	282	18:00	5,08	3442	44,59
8421	183	19:00	3,48	3625	48,06
8238	183	20:00	3,66	3808	51,72
8055	145	21:00	3,05	3953	54,77
7910	156	22:00	3,43	4109	58,20
7754	47	23:00	1,08	4156	59,28
7707	7707	00:00	184,97	11863	244,25

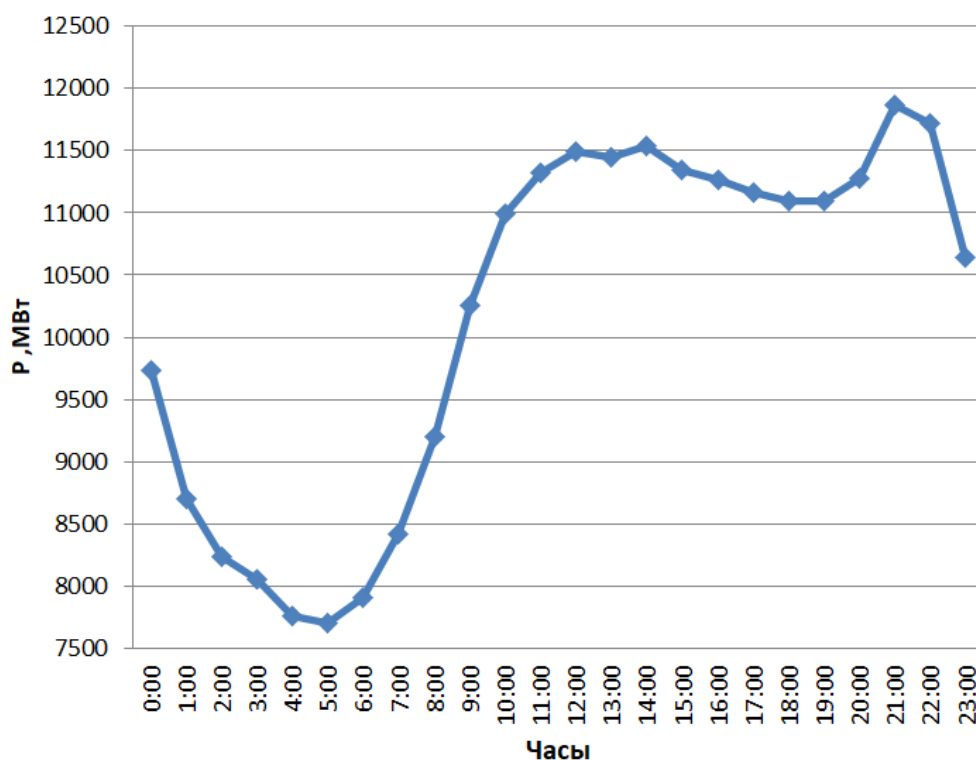


Рисунок 2.3 – График потребления мощности Северокавказского РДУ (летние сутки)

2.2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Используя данные из суточного графика $P(t)$, построим годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.

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

$$P_t^{max} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|) \quad (2.5)$$

где: t - порядковый номер месяца в году (1- январь, 2- февраль и т. д.); a, b - коэффициенты, для определения которых используются формулы:

$$a = \frac{P_{зима}^{max} + P_{лето}^{max}}{2}, \quad (2.6)$$

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

где: P^3 – максимальное потребление в зимние сутки;
 $P^Л$ – максимальное потребление в летние сутки.

В таблицах 2.5 и 2.6 приведены данные для построения графика годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок.

На рисунке 2.4 представлен график годовых и среднемесячных нагрузок энергосистемы.

Таблица 2.5- Данные для построения графика годовых графиков максимальных нагрузок энергосистемы Юга

Месяц	$P_{\max}(\text{лето})$	$P_{\max}(\text{зима})$	$\cos(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	a	b	$P_{t,\max}, \text{ МВт}$
1	11863	14537	0,97	13200	1337	14491
2			0,71			14146
3			0,26			13547
4			-0,26			12855
5			-0,71			12256
6			-0,97			11909
7			-0,97			11908
8			-0,71			12253
9			-0,26			12851
10			0,26			13543
11			0,71			14143
12			0,97			14490

Средняя нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца рассчитывается аналогично по предыдущим формулам

Таблица 2.6- Данные для построения годовых графиков среднемесячных нагрузок энергосистемы Юга

Месяц	$P_{\text{сред.}}(\text{лето})$	$P_{\text{сред.}}(\text{зима})$	$\cos(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	a	b	$P_{t,\text{сред.}}, \text{ МВт}$
1	10177	12689	0,97	11433	1256	12646
2			0,71			12321
3			0,26			11759
4			-0,26			11109
5			-0,71			10546
6			-0,97			10220
7			-0,97			10219
8			-0,71			10543
9			-0,26			11105
10			0,26			11755
11			0,71			12319
12			0,97			12645

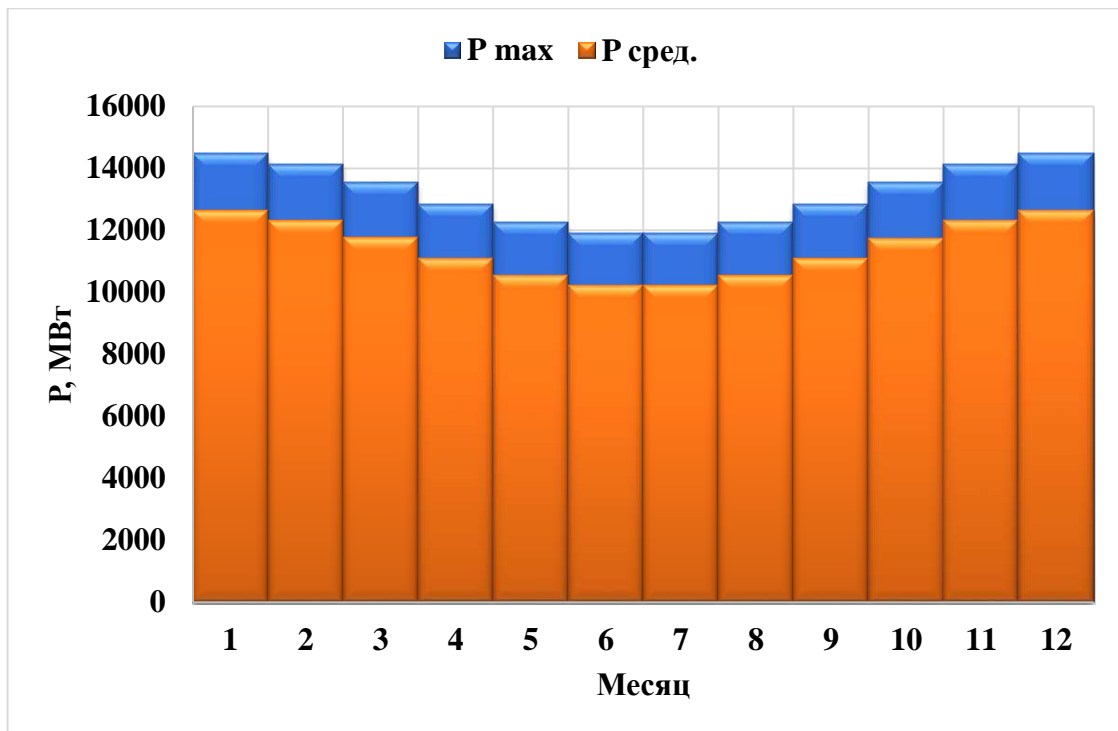


Рисунок 2.4- График годовых и среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.2.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1999) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.8)$$

где: k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,8$;
 $Q^{\text{пр}90\%}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h \quad (2.9)$$

где: $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ВНПУ, м
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;

Δh - потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 1,4$ м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{ПОДВ}} \quad (2.10)$$

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

Результаты проведенного расчёта представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7- Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Потери расхода												
Месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q90%	79	94	104	112	142	177	202	165	101	78	35	79
Qисп, м3/с	0	0	0	1	1	2	2	2	1	1	0	0
Qфильтр, м3/с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Qлед, м3/с	4	2	0	-8	-6	0	0	0	0	0	4	4
Qрыбоп, м3/с	0	0	0	0	6	6	6	0	0	0	0	0
Q сумм, м3/с	5	3	1	-7	2	9	9	3	2	2	5	5
Qвхк, м3/с	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Q90%	79	94	104	112	142	177	202	165	101	78	35	79
Q полезный, м3/с	74	91	103	118	140	168	193	156	99	76	30	63
Z вб	1960	1960	1960	1960	1960	1960	1960	1960	1960	1960	1960	1960
Z нб	1886	1886	1886	1886	1886	1886	1886	1886	1886	1886	1886	1886
H	162	162	161	161	161	161	160	161	161	162	164	162
N бытовая	89	124	141	157	189	229	267	217	137	1070000	43	104
Месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
N вхк	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106
Nбыт -Nвхк	-17	18	35	51	83	123	161	111	31	1	-63	-2

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК. Мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования, рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{изб}} = N_{\text{быт}} - N_{\text{вхк}} = 531 \text{ МВт.} \quad (2.11)$$

Избыточную мощность распределяем в 1 и 12 месяцы, по 265,5 МВт.

Данные для построения годового графика мощностей приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8- Данные для построения баланса энергии

t, мес.	Рср, МВт	Нсущ. гэс, МВт	Нбыт, МВт	Нвхк, МВт
1	12646	2300	85	106
2	12321	2109	124	106
3	11759	1917	141	106
4	11109	1821	157	106
5	10546	1725	217	106
6	10220	1534	267	106
7	10220	1534	267	106
8	10546	1725	217	106
9	11109	1821	157	106
10	11759	1917	141	106
11	12321	2109	124	106
12	12646	2300	85	106

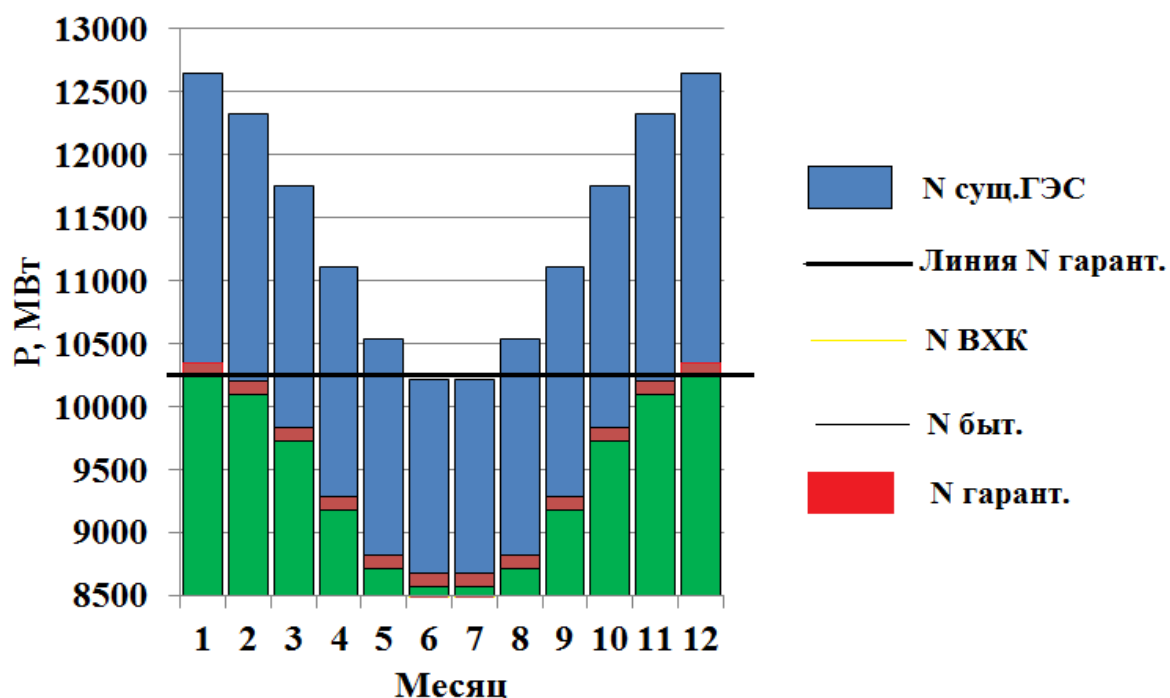


Рисунок 2.5- Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учётом перераспределения бытовых.

2.2.4 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

- определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС;
- отметки ∇ УМО;
- полезный объем водохранилища.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен ∇ НПУ = 1960,00 м. Месяцем в

который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотоку, в рассматриваемом случае это ноябрь.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей.

Результаты приводятся в приложении Б, таблица А2.

В таблице А2 представленный расчет является верным, так как соблюдаются три условия:

$$Q_{НБ} = Q_{ВХК},$$

$$Z_{ВБнач} = Z_{ВБКон},$$

$$N_{ГЭС} = N_{Гар}.$$

2.2.5 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующих электростанции: Новосибирской ГЭС и проектируемой Урукхайская ГЭС. Выработку существующих ГЭС нашли на сайте системного оператора. Проектируемая станция вписывается в график суточных нагрузок.

$$N_{База} = \frac{8,8 \cdot Q_{сан.попуск.} \cdot H_{янв.}}{1000} = 20 \text{ МВт} \quad (2.13)$$

$$\mathcal{E}_{База} = \frac{N_{База} \cdot 24}{1000} = 0,48 \text{ млн. КВт} \cdot \text{Ч} \quad (2.14)$$

$$\mathcal{E}_{Пик} = \mathcal{E}_{Гар.} - \mathcal{E}_{База} = 3 \text{ млн. КВт} \cdot \text{Ч} \quad (2.15)$$

На ИКН проводим линию $\mathcal{E}_{Пик}$, и определяем значение: $N_{Пик} = 280 \text{ МВт}$

По полученным значения определяем рабочую мощность:

$$N_{Раб.} = N_{База} + N_{Пик} = 300 \text{ МВт} \quad (2.16)$$

Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 347 \text{ МВт} \quad (2.17)$$

2.2.6 Построение баланса мощности системы

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен $3\% P_t^{max}$, аварийный резерв

составляет 7 % от P_i^{max} . Нагрузочный резерв расположен на существующей ГЭС, на проектируемый ГЭС, на существующих ТЭЦ. Аварийный будет размещен на ТЭС.

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст}^{ТЭС} = N_{раб}^{ТЭС} + N_{а.р.}^{ТЭС} + N_{н.р.}^{ТЭС} \quad (2.18)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{сущ.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 421 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.19)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{пр.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 16 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.20)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановок каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 4 года.

$$F_{рем}^{ТЭС} = \left(\frac{N_{уст}^{ТЭС}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{уст}^{ТЭС}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 486 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.21)$$

Результаты расчётов баланса мощностей представлены в приложении Б, таблица Б3. График баланса мощностей Северокавказского РДУ с учётом проектируемой Урукхайской ГЭС представлен на рисунке 2.6.

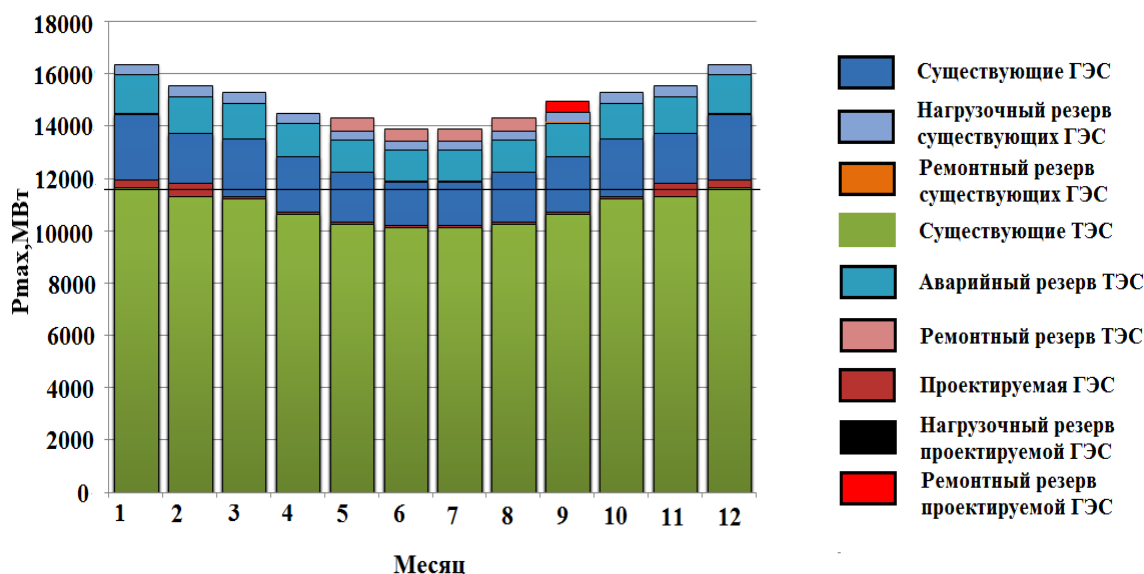


Рисунок 2.6- Баланс мощности

2.2.7 Построение режимного поля

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

$Z_{нб}(V_{нб})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Определим ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}, \quad (2.22)$$

где: $k_N = 8,5$ – коэффициент мощности.

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС (ниже точки расчётного напора), которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}}, \quad (2.23)$$

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

3) Ограничение по минимальному расходу $Q_{min}=Q_{вхк}=300\text{км}^3/\text{с}$

По полученным значениям строится режимное поле с учетом ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов представленные в таблице 2.9 Режимное поле проектируемой ГЭС показано на рисунке 2.7.

Таблица 2.9- Расчет режимного поля

Значение по кривой связи		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб, м ³ /с	Zнб, м	Hнпу, м	Hумо, м	Hрасч	H, м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с
135	1887	71,6	68,6	70,89	74	72	71	80
90	1886,5	72,1	69,1	71,39	73	73	71	80
74	1886	72,6	69,6	71,89	73	74	71	80
50	1885	73,6	70,6	72,89	73	75	71	80
34	1884	74,6	71,6	73,89	73	76	70	79
24	1883	75,6	72,6	74,89	72	77	70	79
15	1882	76,6	73,6	75,89	72	78	70	79
8	1881	77,6	74,6	76,89	72	79	70	79
0	1880	78,6	75,6	77,89	71	80	69	79

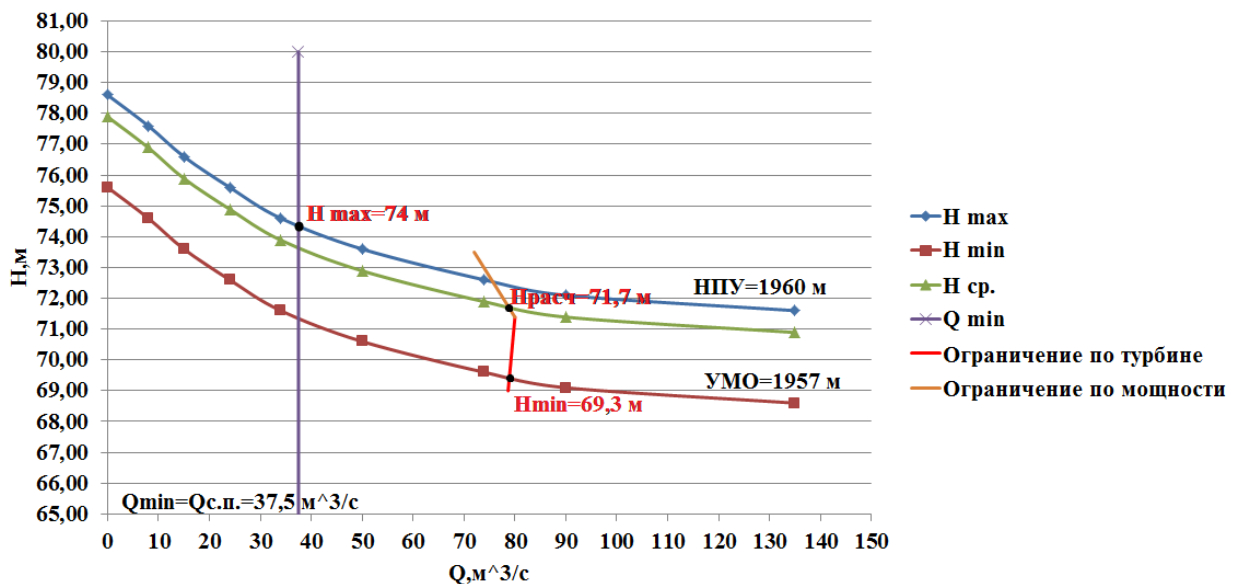


Рисунок 2.7-Режимное поле проектируемой ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор $H_{max} = 74$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу $Q_{min}=Q_{сан.попуск.}=37,5$ м³/с;

- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 71,7\text{м}$. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{\text{min}} = 69,3\text{ м}$. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов

3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

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

1) Значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного, т.е. $H_{max} \leq H_{пред.}$;

2) Отношение $\frac{H_{min}}{H_{max(турбины)}} = \frac{68.9}{75} = 0,92$ должно быть не меньше справочных данных.

3) Максимальный диаметр рабочего колеса должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Для данного максимального напора подбираются следующие гидротурбины:

✓ РО75-В

✓ ПЛД90-В

Параметры турбин представлены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		РО75-В	ПЛД90-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, \text{ м}$	75	90
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,6	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 opt}, \text{ об/м}$	83	85
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1 opt}, \text{ л/с}$	1020	820
Оптимальный КПД модели	$\eta_{м opt}$	0,92	0,921
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{ л/с}$	1200	1300
Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{1max})$	0,13	0,45
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1 м}, \text{ м}$	0,46	0,46

Продолжение таблицы 3.1

Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4	4
Температура	$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	20	16
Коэффициент вязкости	$\nu_{\text{мод}}$	1,678	1,114

3.1.2 Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения и рабочей зоны на универсальной характеристике

Максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбины должен выбираться с учётом транспортировки к месту монтажа. Были проведены расчёты для определения высоты отсасывания, подходящей под условие $H_s \leq 8$ м, для обеспечения бескавитационной работы гидротурбины.

На главной универсальной характеристике турбин намечается расчетные точки P1, предварительно проведя линию через оптимум КПД.

$$Q'_{1p} = 1,020 \text{ м}^3/\text{с} \text{ для РО75 - В,}$$

$$Q'_{1p} = 0,820 \text{ м}^3/\text{с} \text{ для ПЛД90 - В}$$

Для выбора оптимального рабочего колеса необходимо выполнить основные расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов представлены в таблицах 3.2 и 3.3

КПД натурной турбины η_T определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta'_{(p1)}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{\nu_H}{\nu_M}\right)^2} \right), \quad (3.1)$$

где: $\eta_{(p1)}$, D_{1M} , H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1 , H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

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

ε -коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям. Для РО $\varepsilon = 0,75$ при $Q'_{1p} \geq Q'_{10}$.

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Г\text{ ср}}, \quad (3.2)$$

где: $Q'_{(p1)}$ – приведенный расход в расчетной точке;
 $\eta_{г.ср}$ – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,975).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.3)$$

где: $N_{уст} = 347$ МВт – расчетная установленная мощность.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}, \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины:

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

где: n'_{Ip} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

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

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения.

Теперь для каждого выбранного диаметра необходимо нанести линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , которые рассчитываются по формулам:

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.6)$$

$$n'_{Ip} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

Рассчитаем произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (\Delta \cdot H_p)^{1,5}}, \quad (3.9)$$

Приведенный расход определяем 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.

Таблица 3.2 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины РО75-В.

D1	2,65	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25
КПД нат	0,947	0,947	0,947	0,948	0,948	0,948	0,949	0,949	0,950
N`агр	44,2	49,4	56,7	62,6	70,8	79,5	88,8	101,0	114,1
кол.прив.агр.	7,85	7,03	6,12	5,55	4,90	4,36	3,91	3,43	3,04
кол.агр.	8	8	8	6	6	6	4	4	4
Naгр	43,38	43,38	43,38	57,83	57,83	57,83	86,75	86,75	86,75
m(Δ1)	1,029	1,029	1,030	1,030	1,031	1,031	1,031	1,032	1,032
n',об/мин	265,8	251,6	234,9	223,8	210,4	198,6	188,1	176,3	166,0
n,об/мин	272,7 3	250	250	230	214,29	200	187,5	176,47	166,7
n при H max, об/мин	82,55	79,94	85,63	82,70	81,93	81,01	80,21	80,51	80,79
n при H расч, об/мин	85,16	82,47	88,34	85,32	84,52	83,58	82,75	83,06	83,35
n при H min, об/мин	85,84	83,12	89,04	86,00	85,19	84,24	83,41	83,72	84,01
По N Hрасч.	1,103	0,988	0,860	1,040	0,920	0,819	1,101	0,968	0,857
По N Hmin	1,004	0,900	0,784	0,948	0,838	0,746	1,003	0,882	0,781
По Q Hmax	813	728	634	575	508	453	406	356	316
По Q Hmin	846	757	660	598	529	471	422	371	328

Таблица 3.3- Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛД90-В.

D1	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25
КПД нат	0,949	0,949	0,949	0,950	0,950	0,951	0,951	0,951
N` агр	49,49	56,83	62,68	70,92	79,67	88,93	101,22	114,31
кол.прив.агр.	7,01	6,11	5,54	4,89	4,36	3,90	3,43	3,04
кол.агр.	8	8	6	6	6	4	4	4
Naгр	43,38	43,38	57,83	57,83	57,83	86,75	86,75	86,75
m(Δ1)	1,030	1,031	1,031	1,031	1,032	1,032	1,032	1,033
n',об/мин	257,8	240,7	229,2	215,6	203,5	192,7	180,7	170,1
n,об/мин	272,73	250	230,77	230,77	214,29	200	187,5	176,47
n при H max	87,17	85,59	82,95	88,20	86,77	85,53	85,52	85,50
n при H расч	89,93	88,30	85,57	90,99	89,51	88,24	88,22	88,20
n при H min	90,64	89,00	86,25	91,71	90,23	88,94	88,92	88,91
По N Нрасч	0,988	0,860	1,040	0,920	0,819	1,101	0,968	0,857
По N Нmin	0,900	0,784	0,948	0,838	0,746	1,003	0,882	0,781
По Q Hmax	728	634	575	508	453	405	356	316
По Q Hmin	757	659	598	529	471	422	371	328

Дальнейший расчет гидротурбин ПЛД90-В не рассматривается, так как при расчете высоты отсасывания получились большие отрицательные значения. Далее рассматриваем турбину РО75-В, так, как при этом диаметре точка оптимума входит в зону работы гидротурбины. Зона работы представлена на универсальной характеристике (приложение В рисунок В1).

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение отметки заглубления рабочего колеса гидротурбины

Исходя из условия безкавитационной работы гидротурбины, необходимо определить допустимое заглубление рабочего колеса.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Расчёт производим по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{н.б.} (Q_{н.б.}) + H_s, \quad (3.11)$$

где: $Z_{н.б.} (Q_{н.б.})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{н.б.}$, соответствующим расчётному значению высоты отсасывания H_s .

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

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ;
2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью и Н расч;
3. Работа одного агрегата при H_{\min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_S = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_X, \quad (3.12)$$

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

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка НБ при данном расходе;

1,5- конструктивный запас;

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

Z_X – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО турбин равна $V_{0\text{Н}}/2$.

$V_{0\text{Н}}$ – высота направляющего аппарата натурной турбины, которая пересчитывается с модели:

$$V_{0\text{Н}} = V_{0\text{М}} \cdot D_{1\text{Н}}/D_{1\text{М}}, \quad (3.13)$$

где: $V_{0\text{М}} = 1,3$ м;

$D_{1\text{Н}} = 3,75$ м;

$D_{1\text{М}} = 4,6$ м;

$V_{0\text{М}}$ и $D_{1\text{М}}$ – указаны на универсальной характеристике.

$$V_{0\text{Н}} = 1,3 \cdot \frac{3,75}{4,6} = 1,06 \text{ м.}$$

Расчёт выбранной гидротурбины представлен в таблице 3.4.

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ $\sigma = 0,125$; $H=74,5$ м:

$$H_S = 10,33 - \frac{1887,11}{900} - 0,125 \cdot 74,5 - 1,5 + \frac{1,06}{2} = -2,56 \text{ м.}$$

2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью и $H_{\text{расч}} \sigma = 0,14$; $H=70,0$ м:

$$H_s = 10,33 - \frac{1887,09}{900} - 0,14 \cdot 70,00 - 1,5 + \frac{1,06}{2} = -3,05 \text{ м.}$$

3. Работа одного агрегата при H_{\min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения $\sigma = 0,135$; $H = 68,9$ м:

$$H_s = 10,33 - \frac{1887,02}{900} - 0,135 \cdot 68,9 - 1,5 + \frac{1,06}{2} = -2,55 \text{ м.}$$

Таблица 3.4 – Расчет высоты отсасывания выбранной гидротурбины

Тип турбины	D_1 , м	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{s1} , м	H_{s2} , м	H_{s3} , м
PO75-B-375	3,75	4	187,5	88,8	-2,56	-3,05	-2,55

Проанализировав полученные результаты, окончательно принята к установке гидротурбина PO75-B, так как её высота отсасывания соответствует допустимой.

Отметку расположения рабочего колеса, рассчитанная для самого неблагоприятного случая, то есть $H_s = -3,05$ м. Для этого случая $Z_{\text{НБ}} = 1887,09$. Тогда заглубление по формуле (3.1):

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 1887,09 + (-3,05) = 1884,04 \text{ м.}$$

Такая отметка расположения рабочего колеса позволит обеспечивать безкавитационную работу гидротурбины во всех расчётных режимах.

3.2.2 Гидромеханический расчёт спиральной камеры

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане.

Металлическая спиральная камера имеет круглое поперечное сечение с переходом на эллиптические в районе зубца, служит для подвода воды к турбине и формированию потока на входе в направляющий аппарат.

По ГУХ для конкретной турбины выбирают высоту направляющего аппарата $b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 3,75 = 1,30$ м, угол обхвата $\varphi = 345^\circ$ и высоту статора $b_1 = b_0 + 0,2 = 1,31 + 0,2 = 1,50$ м.

Основные размеры статора для $D_1 = 3,75$ м:

$$D_a = 5,55 \text{ м;}$$

$$D_b = 4,8 \text{ м;}$$

$$D_4 = 5,9 \text{ м;}$$

$$R_4 = 2,95 \text{ м;}$$

$$h_1 = 0,35 \text{ м;}$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = \frac{143,4 \cdot 345}{360} = 137,43 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (3.14)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{ср}}} = \frac{137,43}{7} = 19,63 \text{ м}^2. \quad (3.15)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{19,63}{3,14}} = 2,50. \quad (3.16)$$

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1 = 1,5 + 2 \cdot 0,35 = 2,20 \text{ м}. \quad (3.17)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{r_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 2,95 + \sqrt{2,50^2 - \left(\frac{2,2}{2}\right)^2} = 5,20 \text{ м}. \quad (3.18)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a_{\text{вх}} + r_{\text{вх}} = 5,20 + 2,50 = 7,70 \text{ м}. \quad (3.19)$$

Значение $\frac{\varphi}{c}$ входного сечения:

$$\frac{1}{c} = \frac{360 \cdot (a - \sqrt{a^2 - \rho^2})}{\varphi} = \frac{360 \cdot (5,2 - \sqrt{5,2^2 - 2,5})}{345} = 0,67. \quad (3.20)$$

Последовательно задавая ряд значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^\circ$, рассчитываем все сечения спиральной камеры.

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{c} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} \quad (3.21)$$

Расстояние до центра расчетного сечения:

$$a = R_4 + x \quad (3.22)$$

Радиус расчетного сечения:

$$p = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} \quad (3.23)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры приведен в таблице 3.5

Таблица 3.5 – Расчет круглого сечения спиральной камеры

φ	-	-	-	-	-	x	X ²	ρ^2	ρ	α	R
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
°	-	-	м	м	м ⁶	м	м ²	м ²	м	м	м
345	0,96	0,64	3,78	2,57	1,60	2,25	5,04	6,25	2,50	5,20	7,70
330	0,92	0,61	3,62	2,41	1,55	2,17	4,69	5,90	2,43	5,12	7,54
315	0,88	0,59	3,45	2,24	1,50	2,08	4,34	5,55	2,36	5,03	7,39
300	0,83	0,56	3,29	2,08	1,44	2,00	4,00	5,21	2,28	4,95	7,23
285	0,79	0,53	3,13	1,92	1,38	1,91	3,66	4,87	2,21	4,86	7,07
270	0,75	0,50	2,96	1,75	1,32	1,83	3,33	4,54	2,13	4,78	6,91
255	0,71	0,47	2,80	1,59	1,26	1,73	3,01	4,22	2,05	4,68	6,74
240	0,67	0,45	2,63	1,42	1,19	1,64	2,68	3,89	1,97	4,59	6,56
225	0,63	0,42	2,47	1,26	1,12	1,54	2,37	3,58	1,89	4,49	6,38
210	0,58	0,39	2,30	1,09	1,05	1,44	2,06	3,27	1,81	4,39	6,19
195	0,54	0,36	2,14	0,93	0,96	1,33	1,76	2,97	1,72	4,28	6,00
180	0,50	0,33	1,97	0,76	0,87	1,21	1,46	2,67	1,63	4,16	5,79

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построен график $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$. График представлен на рисунке 3.1.

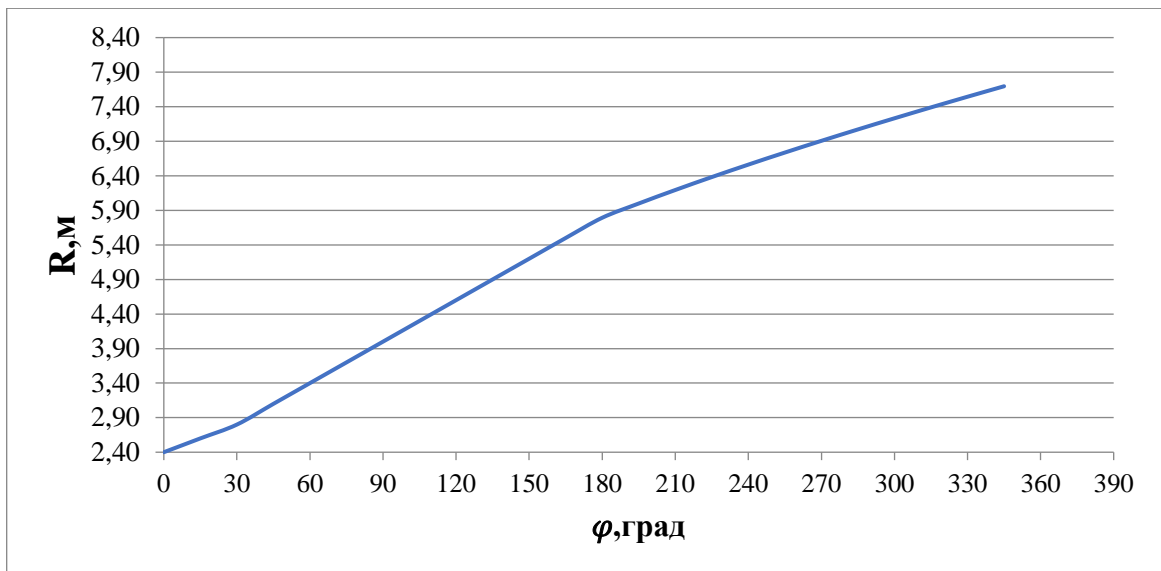


Рисунок 3.1 - График $\varphi_{сп} = f(R_i)$.

Снимаем значение $R_{в}$ в зависимости от угла φ : $R_{(\varphi=165)} = 5,00$ м

Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} = \frac{2,20}{2 \cdot \sin 35^\circ} = 1,92 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Меньший радиус для любого эллиптического сечения:

$$p_{2(\varphi=150)} = \frac{R_{(\varphi=150)} - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos 35^\circ} = \quad (3.25)$$

$$= \frac{5,00 - (2,95 + 1,92 \cdot (1 - \cos 35^\circ))}{2 \cdot \cos 35^\circ} = 0,89 \text{ м.}$$

Данные заносим в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Расчет эллиптического сечения спиральной камеры

Φ	$p1, \text{м}$	$R, \text{м}$	$p2, \text{м}$
165	1,92	4,75	1,03
150	1,92	4,50	1,16
135	1,92	4,20	1,33
120	1,92	3,95	1,47
105	1,92	3,65	1,63
90	1,92	3,35	1,80
75	1,92	3,00	1,99
60	1,92	2,70	2,16
45	1,92	2,45	2,30

Чертеж спиральной камеры представлен в приложении В рисунок В2.

3.3 Разработка схемы установки

3.3.1 Расчет деталей и узлов гидротурбины

3.3.1.1 Расчёт вала на прочность

Для построения чертежа гидроагрегата необходимо знать размеры вала, также необходимо произвести его расчёт на прочность. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33}, \quad (3.26)$$

где: $\tau_{доп} = 30 \div 35$ МПа.

Принимаем $\tau_{доп} = 30$ МПа, а крутящий момент $M_{кр}$ определяем по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 88800}{187,5} = 4,61 \text{ кН} \cdot \text{м}, \quad (3.27)$$

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 4,61}{30} \right)^{0,33} = 0,923 \text{ м}.$$

Окончательно принимаем диаметр вала 1,00 м.

3.3.1.2 Расчет подшипника

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

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 88800}{187,5 \cdot 3,75} = 101,00 \text{ кН}. \quad (3.28)$$

Диаметр вала под подшипником d_p , с учетом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше D_B :

$$d_{\text{п}} = 1,00 + 0,02 = 1,02 \text{ м}; \quad (3.29)$$

$$h_{\text{п}} = 400 \text{ мм} = 0,4 \text{ м};$$

$$Z_{\text{сегм}} = 8 \text{ шт.}$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно (кПа):

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{101,00}{1,02 \cdot 0,4} = 247,56 \text{ кПа}. \quad (3.30)$$

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое

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

$$U = \frac{\pi \cdot n_{\text{с}} \cdot d_{\text{п}}}{30} = \frac{3,14 \cdot 187,5 \cdot 1,02}{30} = 20,02 \text{ м/сек.} \quad (3.32)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 20,02 = 580,51 \text{ кПа.}$$

$p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$, так как это условие выполняется, кольцевой подшипник способен выдержать радиальные нагрузки в процессе работы.

Для сегментного подшипника определяется усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{101,00}{1 + 2 \cos 30 + 2 \cos 60} = 41,84 \text{ кН}, \quad (3.33)$$

где: α - центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360}{8} = 45. \quad (3.34)$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{101,00}{0,36 \cdot 0,4} = 700,79 \text{ кПа}, \quad (3.35)$$

где: $l_{\text{сегм}}$ - длина сегмента в окружном направлении, причем

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 1,02}{8} = 0,36 \text{ м}, \quad (3.36)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 20,02 = 1000,875 \text{ кПа}$$

$p_{уд} \leq [p_{уд}]$, так как это условие выполняется, сегментный подшипник способен выдержать радиальные нагрузки в процессе работы.

Так как оба подшипника выполняют условия, из экономических соображений был выбран сегментный подшипник.

3.3.1.3 Выбор маслonaпорной установки

Маслonaпорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая для данного случая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса.

По номограмме для турбины РО75–В определим тип маслonaпорной установки: МНУ 1,6/1-40-2,5-2.

Маслonaпорная установка вместимостью 1,6 м³, состоящим из одного сосуда на давление 40 МПа (40 кгс/см²), имеющим сливной бак вместимостью 2,5 м³ с двумя насосами.

Электрогидравлический регулятор выбираем типа ЭГР-100-4. Электрогидравлический регулятор с главным золотником диаметра 100 мм и исполнением 4.

3.3.1.4 Выбор гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения, в результате анализа выбран генератор СВ-780/190-32, с диаметром активной стали 7,8м и высотой активной стали 1,9м.

3.3.2 Расчёт машинного зала

Габариты машинного зала зависят от числа агрегатов, длины монтажной площадки, от принятой схемы транспортировки ротора вдоль зала с учетом размеров захватных (крепежных) устройств и траверсы, когда она необходима.

Ширина монтажной площадки принимается равной ширине машинного зала, поскольку обслуживается теми же кранами.

Длина машинного зала в обычных условиях определяется по формуле:

$$L_{мз} = n \cdot B_{бл} + L_{мп}, \quad (3.37)$$

где: n – количество агрегатов,

$B_{бл}$ – ширина агрегатного блока, определяемая по формуле

$$B_{бл} = 3 \cdot D_1, \quad (3.38)$$

$$B_{бл} = 3 \cdot 3,75 = 11,25 \text{ м},$$

Принимаем ширину агрегатного блока 12 м,
где: D_1 – диаметр рабочего колеса турбины,
 $L_{МП}$ - длина монтажной площадки, определяемая по формуле:

$$L_{МП} = 1,5 \cdot B_{бл}, \quad (3.39)$$

$$L_{МП} = 1,5 \cdot 12 = 18 \text{ м},$$

$$L_{МЗ} = 4 \cdot 12 + 18 = 66 \text{ м}.$$

Принимаем длину машинного зала 66 м, длину монтажной площадки 20 м.

Ширина машинного зала $B_{МЗ}$, зависит, главным образом от индивидуальных особенностей здания ГЭС и габаритов агрегатов.

$$B_{МЗ} = D_{нг} + 2 \cdot B_{пр} = 7,8 + 4 = 11,8 \text{ м}. \quad (3.40)$$

где: $D_{нг}$ – внешний наибольший размер гидрогенератора, с учётом ограждения у охладителей;

$B_{пр}$ – ширина прохода.

Высота машинного зала $H_{МЗ}$, может быть найдена как сумма габаритов постоянно установленного, в машинном зале, оборудования H_T и монтируемых узлов гидроагрегата, главным образом частей генератора, а также характеристик кранов.

4 Компонровка и сооружения гидроузла

Класс сооружения определяется в зависимости от высоты плотины и типа грунтов основания (I); по установленной мощности (II); в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (I). Выбираем класс, относящийся к наиболее ответственному классу – I класс.

Принципиальная компоновочная схема: ”ГЭС с бетонными плотинами и приплотинным зданием ГЭС”. Напорный фронт создается: левобережной глухой и стационарной частью бетонной плотиной, бетонной водосливной плотиной и правобережной глухой бетонной плотиной.

Пропуск строительных расходов будет осуществляться через строительный туннель

4.1 Вписывание арки

Ширину арки поверху принимаем $e_g = 12$ м.

Определяем отношение:

$$\frac{L}{H_{арки}} = 250/90 = 2.8, \quad (3.41)$$

где: L-длина створа, H- высота плотины.

Далее снимаем с графика 10.7 «Гидротехнические сооружения. Часть 1» коэффициент стройности β и определяем толщину плотины у основания e_0 .

$$\beta = \frac{e_n}{H_{арки}} = 0,3; e_0 = 0,3 \cdot 90 = 27 \text{ м}$$

Выбранным радиусом или центральным углом вначале вписывается арка на $\frac{1}{3}H_{пл}$ от подошвы. Разбив плотину по высоте на ряд горизонтальных сечений – арок, вписывают их на плане так, чтобы напорная грань вышележащей арки не пересекала напорную грань нижележащей арки, за исключением пят, а находилась бы внутри арки наибольшей толщины. Низовая грань вписываемой арки должна по возможности в ключе касаться низовой грани арки наибольшей толщины. $2\alpha_0 = 150 \div 180^\circ$. В треугольном и трапецидальном створах арку строят с постоянным центральным углом. В прямоугольном – арки с постоянным радиусом.

В данной выпускной работе трапецидальный створ. Центральным углом принимаем $2\alpha_0 = 160^\circ$.

4.1 Расчет круговой арки с жестко заделанными пятами методом чистой арки

По этому методу вся арка разбивается на ряд горизонтальных независимых арок постоянной толщины, каждая из которых работает независимо друг от друга. Вся система трижды статически неопределима.

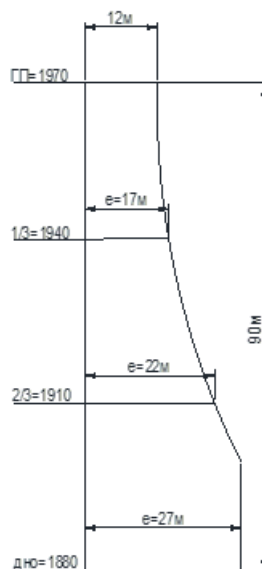


Рисунок-4.1 Схема расчета арки.

Разрезаем арку в ключе. Появляются три статически неопределимых величины:

$$X_1 = M_e - \text{момент,}$$

$$X_2 = H_e - \text{распор,}$$

$$X_3 = V_e - \text{поперечная сила.}$$

Система канонических уравнений имеет вид:

$$\begin{cases} X_1 \delta_{11} + X_2 \delta_{12} + \Delta_{1p} = 0 \\ X_1 \delta_{21} + X_2 \delta_{22} + \Delta_{2p} = 0 \end{cases} \quad (4.1)$$

Здесь $\delta_{11}, \delta_{12}, \delta_{21}, \delta_{22}$ - перемещения от единичных значений статически неопределимых величин; Δ_{1p}, Δ_{2p} - перемещения от внешней нагрузки.

Арки касаются друг друга в плече, то считаем что нависания арок нет, учитываются только три нагрузки:

- 1-равномерное давление воды,
- 2-равномерное изменение температуры,
- 3- неравномерное изменение температуры.

4.2 Определение напряжений в сечении на $1/3H_{пл}$ от верха (▼ 1940м)

4.2.1 Определение напряжений от равномерного давления воды

$$H_e = \frac{-2 \cdot \gamma_e \cdot h \cdot r_0 \cdot r_n \cdot \sin \alpha_0}{\left(12 \frac{\kappa_4}{v^2 \cdot \sin^3 \alpha_0} + \frac{\kappa_5}{\sin \alpha_0}\right) \cdot l}, \text{кН} \quad (4.2)$$

где: $\gamma_e = 9.81 \text{кН}$ - удельный вес воды;

$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla 1/3 \text{Пл} = 1960 - 1940 = 20,0 \text{м}$ - глубина воды над расчетным сечением;

r_0 - средний радиус; r_n - наружный радиус;

κ_4 и κ_5 - коэффициенты Фогта;

V - отношение толщины арки к глубине воды над расчетным сечением;

$\alpha_0 = 80^\circ$ - центральный угол;

$l = 60,0 \text{ м}$ - глубина воды на уровне $\frac{1}{3} H_{пл}$ от верха,

толщина в ключевом сечении $e = 17 \text{ м}$.

$$r_0 = \frac{l}{\sin \alpha_0} = 60 / \sin 80 = 61 \text{ м}. \quad (4.2)$$

$$r_n = r_0 + \frac{e}{2} = 61 + 17/2 = 69,5 \text{ м}. \quad (4.3)$$

$$v = \frac{e}{l} = 17/60 = 0,283. \quad (4.3)$$

$$\alpha_0 = \frac{80}{57.3} = 1.396 \text{ рад}. \quad (4.4)$$

$$\kappa_4 = \frac{1}{2} \sin 2\alpha_0 + \alpha_0 - \frac{2 \sin^2 \alpha_0}{\alpha_0}, \quad (4.5)$$

$$\kappa_5 = \frac{1}{2} \sin 2\alpha_0 + \alpha_0. \quad (4.6)$$

$$\kappa_4 = \frac{1}{2} \sin 2 \cdot 80 + 1.396 - \frac{2 \sin^2 80}{1.396} = 0,393 \quad (4.7)$$

$$\kappa_5 = \frac{1}{2} \sin 2 \cdot 80 + 1.396 = 1.69 \quad (4.8)$$

$$H_e = - (2 \cdot 9,81 \cdot 20 \cdot 61 \cdot 69,5 \cdot \sin 80) / [(12 \cdot 0,393 / (0,283^2 \sin^3 80) + 1,69 / \sin 80) \cdot 60] = -430,89 \text{ кН}$$

$$y_1 = r_0 (1 - \cos \alpha_0) - r_0 \left(\frac{\sin \alpha_0}{\alpha_0} - \cos \alpha_0 \right), \text{ м} \quad (4.9)$$

$$y_0 = r_0 \left(\frac{\sin \alpha_0}{\alpha_0} - \cos \alpha_0 \right), \text{ м.} \quad (4.10)$$

$$y_1 = 61 \cdot (1 - \cos 80) - 61 (\sin 80 / 1,396 - \cos 80) = 18 \text{ м}$$

$$y_0 = 61 (\sin 80 / 1,396 - \cos 80) = 32,4 \text{ м}$$

Определяем момент от воды в пяте и ключе:

$$M_{en} = H_e \cdot y_0, \text{ кН} \cdot \text{м}, \quad (4.11)$$

$$M_{ek} = -H_e \cdot y_1, \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (4.12)$$

$$M_{en} = -430,89 \cdot 32,4 = -13960,84 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

$$M_{ek} = -430,89 \cdot 18 = -7756,02 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

Продольная сила от внешней нагрузки:

$$N_0 = r_n \cdot \gamma_e \cdot h, \text{ кН}. \quad (4.13)$$

$$N_0 = 69,5 \cdot 9,81 \cdot 20,0 = 13635,9 \text{ кН}$$

Определяем продольную силу от воды в пяте и в ключе:

$$N_{en} = N_0 + H_e \cdot \cos \alpha_0, \text{ кН}, \quad (4.14)$$

$$N_{ek} = N_0 + H_e \cdot \cos \alpha_0, \text{ кН}, \quad (4.15)$$

$$N_{en} = 13635,9 + (-430,89) \cdot \cos 80 = 13561,08 \text{ кН}$$

$$N_{ek} = 13635,9 + (-430,89) = 13205,01 \text{ кН}$$

Напряжение от воды в пяте:

$$\sigma_{вп} = \frac{N_{вп}}{e} \pm \frac{6 \cdot M_{вп}}{e^2} = \begin{cases} "+" \text{ низовая грань;} \\ "-" \text{ напорная грань} \end{cases}, \text{ кН / м}, \quad (4.16)$$

$$\sigma_{вп(+)} = 13561,08 / 17 + 6 \cdot (-13960,84) / 17^2 = 507,87 \text{ кН/м (на низовой грани);}$$

$$\sigma_{вп(-)} = 13561,08 / 17 - 6 \cdot (-13960,84) / 17^2 = 1087,56 \text{ кН/м (на напорной грани).}$$

Напряжение в ключе:

$$\sigma_{вк} = \frac{N_{вк}}{e} \pm \frac{6 \cdot M_{вк}}{e^2} = \begin{cases} "+" \text{ напорная грань;} \\ "-" \text{ низовая грань} \end{cases}, \text{ кН / м}. \quad (4.17)$$

$$\sigma_{вк(+)} = 13205,01 / 17 + 6 \cdot (-7756,02) / 17^2 = 615,74 \text{ кН/м (на верховой грани);}$$

$$\sigma_{вк(-)} = 13205,01 / 17 - 6 \cdot (-7756,02) / 17^2 = 937,8 \text{ кН/м (на низовой грани).}$$

4.2.2 Определение напряжений от равномерного изменения температуры

Очень большие температурные напряжения получаются во время замыкания швов в блоках бетонирования за счет экзотермии цемента.

Швы стараются замоноличивать при минимальной положительной температуре наружного воздуха. Температуру замыкания швов принимают $t_3 = 1 \div 3 \text{ } ^\circ\text{C}$ (Принимаем $t_3 = 2 \text{ } ^\circ\text{C}$).

Распор от равномерного изменения температуры определяется по формуле:

$$H_t = \frac{E \cdot e \cdot \omega}{r_u \cdot \gamma \cdot h} \cdot t \cdot |H_6|, \text{ кН} \quad (4.18)$$

где: $E = 3 \cdot 10^7 \text{ кН / м}^2$ - модуль упругости бетона;

$\omega = 0,00004 \text{ (1/}^\circ\text{C)}$ - коэффициент температурного удлинения бетона;

$t, \text{ } ^\circ\text{C}$ - средняя температура между температурой воздуха и воды, минус температура замыкания швов:

$$t_3 = \frac{t_{возд} + t_{воды}}{2} - t_3, \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (4.19)$$

Момент от равномерного изменения температуры в пяте и ключе:

$$M_m = H_t \cdot y_0, \text{ кН} \cdot \text{м}, \quad (4.20)$$

$$M_{тк} = H_t \cdot y_1, \text{кН} \cdot \text{м}. \quad (4.21)$$

Продольная сила от равномерного изменения температуры в пяте и ключе:

$$N_{тн} = H_t \cdot \cos \alpha_0, \text{кН}, \quad (4.22)$$

$$N_{тк} = H_t, \text{кН}. \quad (4.23)$$

Напряжение от равномерного изменения температуры в пяте и ключе:

$$\sigma_{тн} = \frac{N_{тн}}{e} \pm \frac{6 \cdot M_{тн}}{e^2} = \begin{cases} "+" \text{ напорная грань;} \\ "-" \text{ низовая грань} \end{cases}, \text{кН} / \text{м}, \quad (4.24)$$

$$\sigma_{тк} = \frac{N_{тк}}{e} \pm \frac{6 \cdot M_{тк}}{e^2} = \begin{cases} "+" \text{ низовая грань;} \\ "-" \text{ напорная грань} \end{cases}, \text{кН} / \text{м}. \quad (4.25)$$

Напряжения от равномерного изменения температуры представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1- Напряжения от равномерного изменения температуры

Зима	Лето
Температура замыкания швов	
$t_{\text{возд}}=(-7); t_{\text{вод}}=+3; t_3=2 \text{ C}^0$	$t_{\text{возд}}=20; t_{\text{вод}}=+18,3; t_3=2$
$t = [(-7)+3]/2 - 2 = -4 \text{ C}^0$	$t = [20+18,3]/2 - 2 = 17,2 \text{ C}^0$
Распор от равномерного изменения температуры	
$H_t = [(3 \cdot 10^7 \cdot 17 \cdot 0,00004)/(69,5 \cdot 9,81 \cdot 20)] \cdot (-4) \cdot (-430,89) = 2578,53 \text{ кН}$	$H_t = [(3 \cdot 10^7 \cdot 17 \cdot 0,00004)/(69,5 \cdot 9,81 \cdot 20)] \cdot 17,2 \cdot (-430,89) = -11087,69 \text{ кН}$
Момент от равномерного изменения температуры в пяте	
$M_{тн} = 2578,53 \cdot 32,4 = 88544,37 \text{ кН} \cdot \text{м}$	$M_{тн} = -11087,69 \cdot 32,4 = -359241,16 \text{ кН} \cdot \text{м}$
Момент от равномерного изменения температуры в ключе	
$M_{тк} = 2578,53 \cdot 18 = 46413,54 \text{ кН} \cdot \text{м}$	$M_{тк} = -11087,69 \cdot 18 = -199578,42 \text{ кН} \cdot \text{м}$
Продольная сила от равномерного изменения температуры в пяте	
$N_{тн} = 2578,53 \cdot \cos 80 = 447,76 \text{ кН}$	$N_{тн} = -11087,69 \cdot \cos 80 = -2855,6 \text{ кН}$
Продольная сила от равномерного изменения температуры в ключе	
$N_{тк} = 2578,53 \text{ кН}$	$N_{тк} = -11087,69 \text{ кН}$
Напряжение от равномерного изменения температуры в пяте	
$\sigma_{тн(+)} = 447,76 / 17 + 6 \cdot 88544,37 / 17^2 = 1870,27 \text{ кН} / \text{м}$ (на напорной грани)	$\sigma_{тн(+)} = -2855,6 / 17 + 6 \cdot (-359241,16) / 17^2 = -7626,27 \text{ кН} / \text{м}$ (на напорной грани)

Продолжение таблицы 4.1

$\sigma_{\text{тн}(-)} = 447,76 \cdot 17 - 6 \cdot 88544,37 / 17^2 = -1806,31 \text{ кН/м}$ (на низовой грани)	$\sigma_{\text{тн}(-)} = -2855,6 / 17 - 6 \cdot (-359241,16) / 17^2 = 7290,32 \text{ кН/м}$ (на низовой грани)
Напряжение от равномерного изменения температуры в ключе	
$\sigma_{\text{тк}(+)} = 2578,53 / 17 + 6 \cdot 46413,54 / 17^2 = 1115,28 \text{ кН/м}$ (на низовой грани)	$\sigma_{\text{тк}(+)} = -11087,69 / 17 + 6 \cdot (-199578,42) / 17^2 = -4795,71 \text{ кН/м}$ (на низовой грани)
$\sigma_{\text{тк}(-)} = 2578,53 / 17 - 6 \cdot 46413,54 / 17^2 = -811,92 \text{ кН/м}$ (на верховой грани)	$\sigma_{\text{тк}(-)} = -11087,69 / 17 - 6 \cdot (-199578,42) / 17^2 = 3941,28 \text{ кН/м}$ (на верховой грани)

4.2.3 Определение напряжения от неравномерного изменения температуры

$$\Delta t = |t_{\text{возд}} - t_{\text{воды}}|, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (4.26)$$

$$M_{\Delta t} = \frac{1}{12} \cdot E \cdot \omega \cdot \nu^2 \cdot l^2 \cdot \Delta t, \text{ кН} \cdot \text{м}, \quad (4.27)$$

$$\sigma_{\Delta t}^n = \sigma_{\Delta t}^k,$$

$$\sigma_{\Delta t} = \frac{1}{2} \cdot E \cdot \omega \cdot \Delta t. \quad (4.28)$$

На грани с большей температурой вместо Δt принимаем $+\frac{\Delta t}{2}$, на грани с меньшей температурой $-\frac{\Delta t}{2}$.

Напряжения от равномерного изменения температуры представлены в таблице 4.2

Таблица 4.2- Напряжения от неравномерного изменения температуры

Зима	Лето
Напряжение от неравномерного изменения температуры	
$t_{\text{возд}}=(-7); t_{\text{вод}}=+3; t_3=2 \text{ } ^\circ\text{C}$	$t_{\text{возд}}=20; t_{\text{вод}}=+18,3; t_3=20 \text{ } ^\circ\text{C}$
$\Delta t = -7-3 = -10 \text{ } ^\circ\text{C}$	$\Delta t = 20-18,3 = 1,7 \text{ } ^\circ\text{C}$
$\Delta t/2 = -10/2 = -5 \text{ } ^\circ\text{C}$	$\Delta t/2 = 1,7/2 = 0,85 \text{ } ^\circ\text{C}$
$M_{\Delta t} = 1/12 \cdot 3 \cdot 10^7 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4} \cdot 0,283^2 \cdot 60^2 \cdot (-5) = -144160,2 \text{ кН} \cdot \text{м}$	$M_{\Delta t} = 1/12 \cdot 3 \cdot 10^7 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4} \cdot 0,283^2 \cdot 60^2 \cdot 0,85 = 24507,23 \text{ кН} \cdot \text{м}$
$\sigma_{\Delta t(+)} = 1/2 \cdot 3 \cdot 10^7 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4} \cdot (-5) = -3000 \text{ кН/м}$ (на низовой грани)	$\sigma_{\Delta t(+)} = 1/2 \cdot 3 \cdot 10^7 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4} \cdot 0,85 = 510 \text{ кН/м}$ (на низовой грани)
$\sigma_{\Delta t(-)} = 1/2 \cdot 3 \cdot 10^7 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4} \cdot (-5) = 3000 \text{ кН/м}$ (на верховой грани)	$\sigma_{\Delta t(-)} = 1/2 \cdot 3 \cdot 10^7 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4} \cdot 0,85 = -510 \text{ кН/м}$ (на верховой грани)

4.3 Определение напряжений в сечении на $\frac{2}{3}H_{пл}$ ($\nabla 1910$ м) от низа

4.3.1 Определение напряжений от равномерного давления воды

$h = \nabla НПУ - \nabla 2/3Пл = 1960 - 1910 = 50$ м - глубина воды над расчетным сечением; $\alpha_0 = 80^\circ$ - центральный угол; $l = 30$ м - глубина воды на уровне $\frac{2}{3}H_{пл}$ от верха, толщина в ключевом сечении равна $e = 22$ м.

$$r_0 = \frac{l}{\sin \alpha_0} = 30 / \sin 80 = 30,5 \text{ м.}$$

$$r_u = r_0 + \frac{e}{2} = 30,5 + 22/2 = 41,5 \text{ м.}$$

$$\nu = \frac{e}{l} = 22/30 = 0,733.$$

$$\alpha_0 = \frac{80}{57,3} = 1,396 \text{ рад.}$$

$$\kappa_4 = \frac{1}{2} \sin 2 \cdot 80 + 1,396 - \frac{2 \sin^2 80}{1,396} = 0,393 \quad (4.7)$$

$$\kappa_5 = \frac{1}{2} \sin 2 \cdot 80 + 1,396 = 1,69 \quad (4.8)$$

$N_b = - (2 \cdot 9,81 \cdot 50 \cdot 30,5 \cdot 41,5 \cdot \sin 80) / [(12 \cdot 0,393 / (0,733^2 \sin^3 80) + 1,69 / \sin 80) \cdot 30] = -3737,50$
кН

$$y_1 = 30,5 \cdot (1 - \cos 80) - 30,5 \cdot (\sin 80 / 1,396 - \cos 80) = 8,98 \text{ м}$$

$$y_0 = 30,5 \cdot (\sin 80 / 1,396 - \cos 80) = 16,22 \text{ м}$$

Определяем момент от воды в пяте и ключе:

$$M_{en} = -3737,50 \cdot 16,22 = -60622,25 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

$$M_{ek} = -3737,50 \cdot 8,98 = -33562,75 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

Продольная сила от внешней нагрузки:

$$N_0 = 41,5 \cdot 9,81 \cdot 50 = 20355,75 \text{ кН}$$

Определяем продольную силу от воды в пяте и в ключе:

$$N_{en} = 20355,75 + (-3737,50) \cdot \cos 80 = 19706,74 \text{ кН}$$

$$N_{ek} = 20355,75 + (-3737,50) = 1618,25 \text{ кН}$$

Напряжение от воды в пяте:

$$\sigma_{вн(+)} = 19706,74 / 22 + 6 \cdot (-60622,25) / 22^2 = 144,25 \text{ кН/м (на низовой грани);}$$

$$\sigma_{вн(-)} = 19706,74 / 22 - 6 \cdot (-60622,25) / 22^2 = 1647,28 \text{ кН/м (на напорной грани)}$$

Напряжение в ключе:

$$\sigma_{вк(+)} = 1618,25 / 22 + 6 \cdot (-33562,75) / 22^2 = -342,51 \text{ кН/м (на верховой грани);}$$

$$\sigma_{вк(-)} = 1618,25 / 22 - 6 \cdot (-33562,75) / 22^2 = 489,62 \text{ кН/м (на низовой грани).}$$

4.3.2 Определение напряжения от равномерного изменения температуры

Очень большие температурные напряжения получаются во время замыкания швов в блоках бетонирования за счет экзотермии цемента.

Швы стараются замоноличивать при минимальной положительной температуре наружного воздуха. Температуру замыкания швов принимают $t_3 = 1 \div 3 \text{ } ^\circ\text{C}$ (Принимаем $t_3 = 2 \text{ } ^\circ\text{C}$).

Распор от равномерного изменения температуры определяется по формуле:

$$H_t = \frac{E \cdot e \cdot \omega}{r_n \cdot \gamma \cdot h} \cdot t \cdot |H_e|, \text{ кН}$$

где: $E = 3 \cdot 10^7 \text{ кН/м}^2$ - модуль упругости бетона;

$\omega = 0,00004 \text{ (1/}^\circ\text{C)}$ - коэффициент температурного удлинения бетона;

$t, \text{ } ^\circ\text{C}$ - средняя температура между температурой воздуха и воды, минус температура замыкания швов:

$$t_3 = \frac{t_{возд} + t_{воды}}{2} - t_3, \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Момент от равномерного изменения температуры в пяте и ключе:

$$M_m = H_t \cdot y_0, \text{ кН} \cdot \text{м},$$

$$M_{тк} = H_t \cdot y_1, \text{ кН} \cdot \text{м}.$$

Продольная сила от равномерного изменения температуры в пяте и ключе:

$$N_{тн} = H_t \cdot \cos \alpha_0, \text{ кН},$$

$$N_{тк} = H_t, \text{ кН}.$$

Напряжение от равномерного изменения температуры в пяте и ключе:

$$\sigma_{тн} = \frac{N_{тн}}{e} \pm \frac{6 \cdot M_{тн}}{e^2} = \begin{cases} "+" \text{ напорная грань;} \\ "-" \text{ низовая грань} \end{cases}, \text{ кН} / \text{м},$$

$$\sigma_{тк} = \frac{N_{тк}}{e} \pm \frac{6 \cdot M_{тк}}{e^2} = \begin{cases} "+" \text{ низовая грань;} \\ "-" \text{ напорная грань} \end{cases}, \text{ кН} / \text{м}.$$

Напряжения от равномерного изменения температуры представлены в таблице 4.3

Таблица 4.3- Напряжения от равномерного изменения температуры

Зима	Лето
Температура замыкания швов	
$t_{\text{возд}}=(-7); t_{\text{вод}}=+3; t_3=2 \text{ C}^0$	$t_{\text{возд}}=20; t_{\text{вод}}=+18,3; t_3=2$
$t = [(-7)+3]/2 - 2 = -4 \text{ C}^0$	$t = [20+18,3]/2 - 2 = 17,2 \text{ C}^0$
Распор от равномерного изменения температуры	
$H_t = [(3 \cdot 10^7 \cdot 22 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4}) / (41,5 \cdot 9,81 \cdot 50)] \cdot (-4) \cdot (-3737,50) = 19389,12 \text{ кН}$	$H_t = [(3 \cdot 10^7 \cdot 22 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4}) / (41,5 \cdot 9,81 \cdot 50)] \cdot 17,2 \cdot (-3737,50) = -83373,19 \text{ кН}$
Момент от равномерного изменения температуры в пяте	
$M_{тн} = 19389,12 \cdot 16,22 = 314491,53 \text{ кН} \cdot \text{м}$	$M_{тн} = -83373,19 \cdot 16,22 = -1352313,14 \text{ кН} \cdot \text{м}$
Момент от равномерного изменения температуры в ключе	
$M_{тк} = 19389,12 \cdot 8,98 = 174114,29 \text{ кН} \cdot \text{м}$	$M_{тк} = -83373,19 \cdot 8,98 = -748691,25 \text{ кН} \cdot \text{м}$
Продольная сила от равномерного изменения температуры в пяте	
$N_{тн} = 19389,12 \cdot \cos 80 = 3366,89 \text{ кН}$	$N_{тн} = -83373,19 \cdot \cos 80 = -14477,6 \text{ кН}$
Продольная сила от равномерного изменения температуры в ключе	
$N_{тк} = 19389,12 \text{ кН}$	$N_{тк} = -83373,19 \text{ кН}$
Напряжение от равномерного изменения температуры в пяте	
$\sigma_{тн(+)} = 3366,89 / 22 + 6 \cdot 314491,53 / 222 = 4051,69 \text{ кН/м}$ (на напорной грани)	$\sigma_{тн(+)} = -14477,6 / 22 + 6 \cdot (-1352313,14) / 222 = -17422,29 \text{ кН/м}$ (на напорной грани)
$\sigma_{тн(-)} = 3366,89 / 22 - 6 \cdot 314491,53 / 222 = -3745,61 \text{ кН/м}$ (на низовой грани)	$\sigma_{тн(-)} = -14477,6 / 22 - 6 \cdot (-1352313,14) / 222 = 16106,14 \text{ кН/м}$ (на низовой грани)
Напряжение от равномерного изменения температуры в ключе	
$\sigma_{тк(+)} = 19389,12 / 22 + 6 \cdot 174114,29 / 222 = 1093,48 \text{ кН/м}$ (на низовой грани)	$\sigma_{тк(+)} = -83373,19 / 22 + 6 \cdot (-748691,25) / 222 = -13074,33 \text{ кН/м}$ (на низовой грани)
$\sigma_{тк(-)} = 19389,12 / 22 - 6 \cdot 174114,29 / 222 = 669,16 \text{ кН/м}$ (на верховой грани)	$\sigma_{тк(-)} = -83373,19 / 22 - 6 \cdot (-748691,25) / 222 = 5494,95 \text{ кН/м}$ (на верховой грани)

4.3.3 Определение напряжения от неравномерного изменения температуры

$$\Delta t = |t_{\text{возд}} - t_{\text{воды}}|, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (4.26)$$

$$M_{\Delta t} = \frac{1}{12} \cdot E \cdot \omega \cdot \nu^2 \cdot l^2 \cdot \Delta t, \text{ кН} \cdot \text{м}, \quad (4.27)$$

$$\sigma_{\Delta t}^n = \sigma_{\Delta t}^k,$$

$$\sigma_{\Delta t} = \frac{1}{2} \cdot E \cdot \omega \cdot \Delta t. \quad (4.28)$$

На грани с большей температурой вместо Δt принимаем $+\frac{\Delta t}{2}$, на грани с меньшей температурой $-\frac{\Delta t}{2}$.

Напряжения от равномерного изменения температуры представлены в таблице 4.4

Таблица 4.4- Напряжения от неравномерного изменения температуры

Зима	Лето
Напряжение от неравномерного изменения температуры	
$t_{\text{возд}}=(-7); t_{\text{вод}}=+3; t_3=2 \text{ } ^\circ\text{C}$	$t_{\text{возд}}=20; t_{\text{вод}}=+18,3; t_3=2 \text{ } ^\circ\text{C}$
$\Delta t = -7-3 = -10 \text{ } ^\circ\text{C}$	$\Delta t = 20-18,3 = 1,7 \text{ } ^\circ\text{C}$
$\Delta t/2 = -10/2 = -5 \text{ } ^\circ\text{C}$	$\Delta t/2 = 1,7/2 = 0,85 \text{ } ^\circ\text{C}$
$M_{\Delta t} = 1/12 \cdot 3 \cdot 10^7 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4} \cdot 0,733^2 \cdot 30^2 \cdot (-5) = -329850 \text{ кН} \cdot \text{м}$	$M_{\Delta t} = 1/12 \cdot 3 \cdot 10^7 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4} \cdot 0,733^2 \cdot 30^2 \cdot 0,85 = 56074,5 \text{ кН} \cdot \text{м}$
$\sigma_{\Delta t(+)} = 1/2 \cdot 3 \cdot 10^7 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4} \cdot (-5) = -3000 \text{ кН/м}$ (на нижней грани)	$\sigma_{\Delta t(+)} = 1/2 \cdot 3 \cdot 10^7 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4} \cdot 0,85 = 510 \text{ кН/м}$ (на нижней грани)
$\sigma_{\Delta t(-)} = 1/2 \cdot 3 \cdot 10^7 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4} \cdot (-5) = 3000 \text{ кН/м}$ (на верхней грани)	$\sigma_{\Delta t(+)} = 1/2 \cdot 3 \cdot 10^7 \cdot 0,4 \cdot 10^{-4} \cdot 0,85 = -510 \text{ кН/м}$ (на верхней грани)

Далее напряжения складываются в эксплуатационный период, напряжения от неравномерного давления воды плюс неравномерное изменение температуры.

5 Организация и производство гидротехнических работ

5.1 Разбивка сооружения на периоды и этапы возведения

Выделяют три основных периода, относящихся непосредственно к осуществлению гидротехнического строительства: подготовительный, основной и заключительный.

Первый период — подготовительный. Главная задача подготовительного периода — подготовка строительства к ведению работ по основным сооружениям.

Второй период — основной. Главная задача этого периода — возведение основных сооружений в объеме, необходимом для пуска объекта на полную мощность.

Третий период — заключительный. Главная задача этого периода — подготовка и сдача объекта в постоянную промышленную эксплуатацию. В этот период заканчиваются все работы по объекту, не включенные во второй период к моменту пуска объекта во временную эксплуатацию.

Общую задачу каждого периода разбиваем на ряд более частных задач и выделяем внутри каждого периода соответствующие этапы. В основном периоде для речных гидротехнических сооружений выделяем пять этапов, связанных с очередностью возведения сооружений с учетом пропуска строительных расходов и наполнения водохранилища.

I этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла;

II этап – перекрытие русла;

III этап – наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища;

IV этап – наращивание сооружений и наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

5.2 I этап – возведение сооружений, необходимых для перекрытия русла

Состав работ на I этапе:

- возведение перемычек строительного туннеля;

- возведение строительного туннеля.

Указанная компоновка и горные условия местности позволяют выполнить пропуск строительных расходов через строительный туннель, с созданием одного котлована.

5.2.1 Последовательность пропуска расходов по строительному туннелю

Последовательность пропуска расходов по строительному туннелю:

- на берегу на отметке бытового уровня сооружается туннель, работы ведутся двумя проходами;

-верховой портал оборудуют затворами. Затворы проектируют на максимальный допустимый напор;

- по окончанию проходки тоннеля под прикрытием перемычек строительного тоннеля скальные целики разбирают, а русло реки перекрывают банкетом;

- под защитой банкета сооружают верховую и низовую перемычки;

- создают общий котлован для возведения русловых и береговых сооружений;

- расходы реки в течении всего строительства пропускают через туннель;

- после возведения сооружения туннель закрывают, но так же используют для сброса воды в нижний бьеф.

5.2.2 Гидравлический расчет строительного безнапорного туннеля

5.2.2.1 Расчет площади живого сечения

Размеры сечения туннеля назначаем из условий

$$H/b = \text{от } 1,0 \text{ до } 1,5$$

Глубина воды в туннеле:

$$h_{п} = (0,7 - 0,85) \cdot H \quad (5.1)$$

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

Принимаем размеры туннеля равные: $H = 14, b = 14 \text{ м}$

Площадь живого сечения туннеля:

$$\omega_n = b \cdot h_n = 14 \cdot 11,9 = 166,6 \quad (5.2)$$

5.2.2.2 Расчетный уклон строительного канала

$$J = \frac{Q_{10\%}^2}{(\omega_{п}^2 \cdot C^2 \cdot R)} = \frac{1848,3^2}{(166,6^2 \cdot 36,3^2 \cdot 5,2)} = 0,02 \quad (5.3)$$

$$R = \frac{\omega}{b + 2 \cdot h} = \frac{196}{14 + 2 \cdot 11,9} = 5,2 \text{ м} \quad (5.4)$$

где: C – коэффициент Шези, определяемый в зависимости от гидравлического радиуса и коэффициента шероховатости $n = 0,04$ (посредственно обработанная поверхность с выступами) $C = 36,3$

R – гидравлический радиус для безнапорного туннеля м.

5.2.2.3 Определим высотные положения безнапорного туннеля

Высотное положение туннеля определяется положением порогов порталов туннеля: $\nabla_{\text{ПВП}}$ – отметка порога верхового портала, $\nabla_{\text{ПНП}}$ – отметка порога низового портала, которые определяются в необходимости пропуска расходов при перекрытии русла. Время перекрытия назначаем в осеннюю межень в ноябре месяце $Q_{\text{пер}}=90,0\text{м}^3/\text{с}$ $\nabla_{\text{УВ}}(Q_{\text{пер}})=1886,02\text{м}$.

$$\nabla_{\text{ПНП}}=\nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\text{пер}})-h_{\text{п}}=1886,02 - 11,9 = 1874,12\text{м} \quad (5.5)$$

где: $\nabla_{\text{ПВП}}$ – принимаем равной 1880,0м равной дну реки

Определяем фактический уклон туннеля:

$$J_{\text{ф}} = (\nabla_{\text{ПВП}} - \nabla_{\text{ПНП}})/L = (1880-1874,12)/221,52=0,027 \quad (5.6)$$

где: L – длина туннеля, определяемая по чертежу, $L = 221,52\text{м}$

$\nabla_{\text{ПВП}}$ принимаем 1880,0м

$\nabla_{\text{ПНП}}$ принимаем 1874,12 м

5.2.2.4 Проверка пропускной способности туннеля

$$Q_k = \omega \cdot C \cdot \sqrt{R \cdot J} = 166,6 \cdot 36,3 \cdot \sqrt{5,2 \cdot 0,027} = 2266,03 \text{ м}^3/\text{с} \quad (5.7)$$

$$Q_k = 2266,03 > Q_{10\%} = 1848,3$$

Принятые габариты и высотное положение туннеля удовлетворяют условиям пропуска максимального строительного расхода.

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{УВБ}}(Q_{10\%}) &= \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{10\%}) + J \cdot L + Z \\ &= 1888,02 + 0,027 \cdot 221,52 + 8,16 = 1902,16\text{м} \end{aligned} \quad (5.8)$$

$$Z = \frac{(1 + 0,3) \cdot V^2}{2 \cdot g} = \frac{(1 + 0,3) \cdot 11,1^2}{2 \cdot 9,81} = 8,16 \text{ м} \quad (5.9)$$

$$V = \frac{Q_{10\%}}{\omega} = \frac{1848,3}{166,6} = 11,1 \text{ м/с} \quad (5.10)$$

Чертеж строительного туннеля представлен на рисунке 5.1

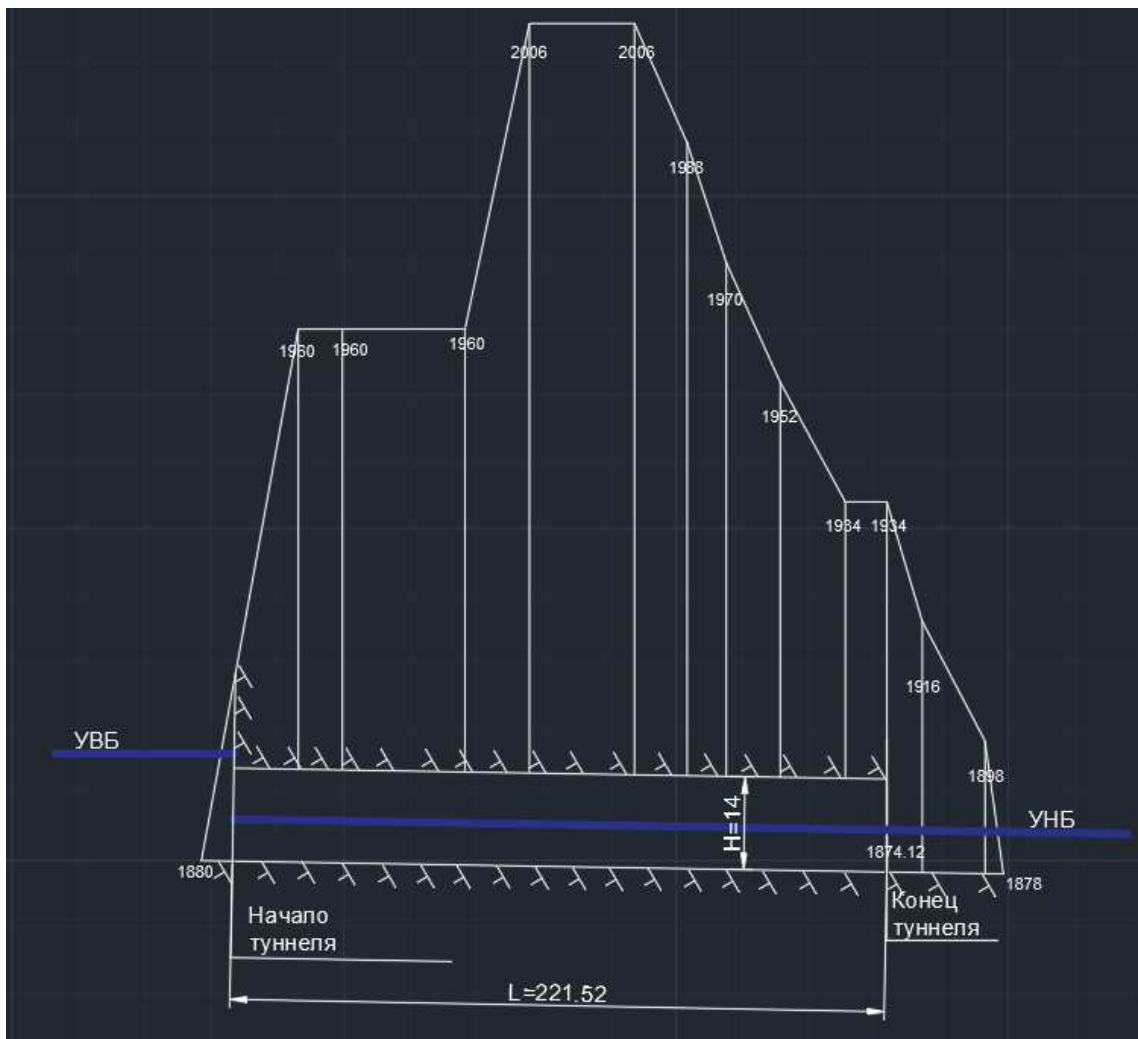


Рисунок 5.1 - Безнапорный строительный туннель.

5.2.2.5 Время на проходку туннеля

По ГЭСН 29-01-069-08 время на проходку станком буровым вращательного бурения самоходные, глубина бурения до 50 м, диаметр скважины 105 мм -114.63 маш*ч.

Время на проходку одним станком в одну смену:

$$T=(114.63 \cdot 43316)/100=49653 \text{ ч} \quad (5.11)$$

Интенсивность проходки туннеля

$$J_{\text{Тун.}}=T/W= 49653/ 43316 = 1,14 \text{ маш.ч /м}^3 \quad (5.12)$$

По ГЭСН 29-01-146-09 время на устройство монолитной бетонной обделки свода и стен тоннелей, разработанных на полный профиль, с

передвижной металлической опалубкой в грунтах 8-11 групп, толщина обделки более 50 до 80 см- 626 маш·ч

Время на устройство монолитной бетонной обделки свода и стен тоннелей:

$$T=(626 \cdot 43316)/100= 271158\text{ч} \quad (5.13)$$

Интенсивность обетонирования туннеля

$$J_{\text{Тун.}}=T/W= 271158/ 43316 = 6,25 \text{ маш.ч /м}^3 \quad (5.14)$$

5.2.2.6 Конструкция перемычек

$$\nabla_{\text{ГВП}}_{10\text{ч}} = \text{УВБ}(Q_{10\%}) + d = 1902,16 + 1,5 = 1903,7\text{м} \quad (5.15)$$

$$\nabla_{\text{ГНП}}_{10\text{ч}} = \text{УНБ}_{Q_{10\%}} + L = 1888.02 + 0.5 = 1888.72 \quad (5.16)$$

$$\nabla_{\text{Дна}} = 1880\text{м}$$

$$L_{\text{ВП}} = 49,5\text{м}$$

$$L_{\text{НП}} = 20.8\text{м}$$

$$V_{\text{ВП}} = (10 + 72,3)/2 \cdot 23,7 \cdot 49,5 = 48275\text{м}^3 \quad (5.17)$$

$$V_{\text{НП}} = (10 + 40,52)/2 \cdot 8,72 \cdot 20,8 = 4582\text{м}^3 \quad (5.18)$$

$$\Sigma V = 52857 \text{ м}^3$$

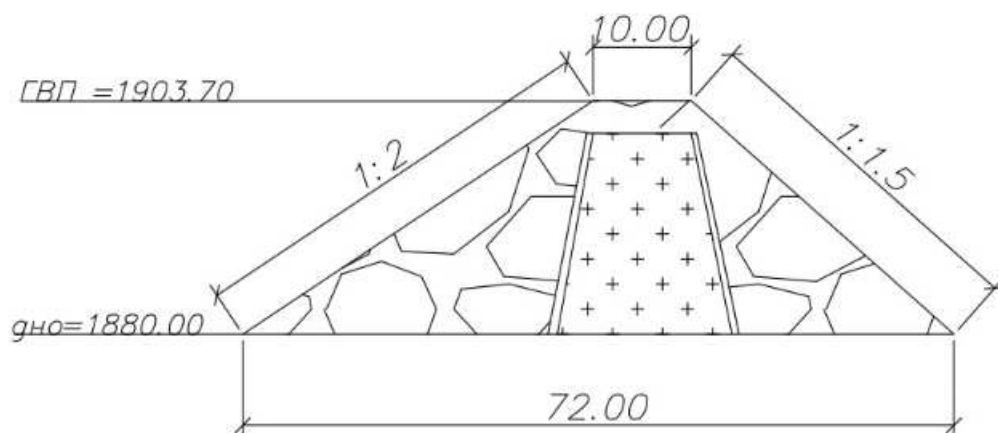


Рисунок 5.2 – Верховая грунтовая перемычка.

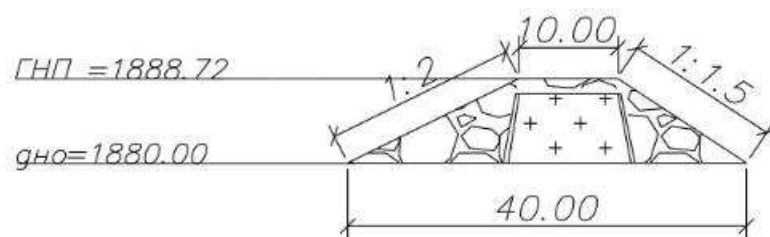


Рисунок 5.3 – Низовая грунтовая перемычка.

Низовая грунтовая перемычка меньшей высоты имеет аналогичную конструкцию. Перемычки показаны на рисунках 5.2 и 5.3.

По ГЭСН 81-02-36-2017 время возведения перемычки способом отсыпки грунтов в воду- 14,96 маш·ч на 100м³

Время возведения перемычки способом отсыпки грунтов в воду в 3 смены:

$$T = (14,96 \cdot 52857) / 100 = 7907 \text{ ч} - 15,7 \text{ мес.} \quad (5.19)$$

Интенсивность возведения перемычек:

$$J_{\text{Пер.}} = T / W = 7907 / 52857 = 0,15 \text{ маш·ч / м}^3 \quad (5.20)$$

5.3 II этап – перекрытие русла

Состав работ на II этапе

- возведение верховой и низовой перемычек для перекрытия русла;
- отсыпка каменного банкета в проране- перекрытие;
- способ перекрытия- фронтальный.

$$\nabla \text{ГБ} = \text{УВ} (Q_{\text{пер}}) + 1\text{м} = 1886,02 + 1 = 1887,02\text{м} \quad (5.21)$$

$$W_{\text{б}} = ((7 \cdot 1,5 \cdot 2 + 6) / 2) \cdot 7 \cdot 15 = 1733\text{м}^3 \quad (5.22)$$

Банкет представлен на рисунке 5.4

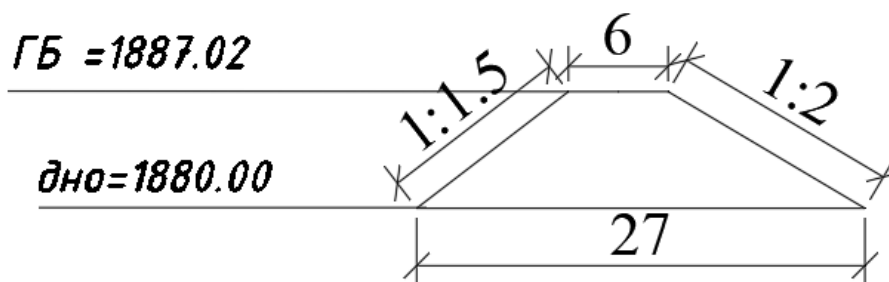


Рисунок 5.4 -Банкет

5.3 III этап – возведение сооружений

Состав работ III этапа:

Пропуск строительных расходов осуществляется через строительный туннель.

- осушение и водопонижение в котловане
- выемка мягких грунтов (бульдозерами, экскаваторами и т.п. перевозка автосамосвалами в полезные насыпи, работа на отвалах)
- рыхление скальных грунтов (буровзрывные работы или специальные механизмы)
- выемка разрыхленных скальных грунтов (экскаваторами, транспортировка автосамосвалами в полезные насыпи или отвалы, работы на отвале)
- бетонные работы (возведение плотины и здания ГЭС)
- монтаж гидромеханического оборудования (ГМО)-затворы.

5.3.1 Осушение котлована

Определение объема воды, который необходимо откачать с учетом фильтрационного притока:

$$W_{\text{водн.}} = S_{\text{сеч.}} \cdot h_{\text{гл.}} = 574 \cdot 8,2 = 4707 \text{ м}^3 \quad (5.23)$$

$$S_{\text{сеч.}} = 107,3 \cdot 5,35 = 574 \text{ м}^2 \quad (\text{определяем по генплану}) \quad (5.24)$$

$$h_{\text{гл.}} = \nabla \text{УВ (Q10\%)} - \nabla \text{Дна} = 1888,2 - 1880 = 8,2 \text{ м} \quad (5.25)$$

$$S_{\text{сеч.}} = 107,3 \cdot 5,35 = 574 \text{ м}^2 \quad (\text{определяем по генплану}) \quad (5.26)$$

С учетом фильтрации объем удваиваем $W_{\text{водн.}} = 9415 \text{ м}^3$ подбираем насос для откачки воды. Для данных условий подходит насос НЦВСШ 10/40

Количество насосов рассчитывается методом подбора из условия требуемого времени откачки по формуле:

$$\frac{W_{\text{водн.}}}{n \cdot 10} = \frac{9415}{3 \cdot 10} = 313,8 \text{ час./24 час.} = 13 \text{ сут.} \quad (5.27)$$

Определяем интенсивность откачки и сравниваем с допустимой интенсивностью для грунтов перемычек $0,8 \text{ м/сут.}$

$$\frac{h_{\text{гл.}}}{\text{сут.}} = \frac{8,2}{13} = 0,6 \text{ м/с} < 0,8 \text{ м/с} \quad (5.28)$$

В результате расчета получаем, что для осушения котлована понадобится 4 насоса (3 основных и 1 резервный) НЦВСШ 10/40 с параметрами:

$$Q = 10\text{м}^3/\text{ч};$$

$$\text{Напор} = 40\text{м. рт. ст.};$$

$$N = 4\text{кВт};$$

$$n = 2900\text{об/мин};$$

$$\text{Масса} = 63\text{кг}$$

$$\text{Габариты} = 555 \times 255 \times 430$$

5.3.2 Водопонижение

Для поддержания котлована в сухом состоянии, необходимо во время строительства выполнять водоотлив из котлована, для чего предлагается по периметру устроить канавы 2*2м и зумпфы глубиной 3 м. Откачка воды производится из зумпфов за пределы котлована по трубам. Насосы располагаются на временных передвижных станциях. Применяется способ открытого водослива. Планируется 5 насосов той же марки, что и приняты для осушения котлована.

5.3.3 Земляные и буровзрывные строительные работы Определение объемов земельно-скальных работ

$$W_{\text{врезка}} = 24188 \cdot 12,5 = 302350\text{м}^3 \quad (5.29)$$

$$W_{\text{дорог}} = 120940\text{м}^3$$

$$W_{\text{выемки}} = W_{\text{врезка}} + W_{\text{зд.ГЭС}} + W_{\text{дорога}} = 423480\text{м}^3 \quad (5.30)$$

$$W_{\text{зд.ГЭС}} = 18 \cdot 10 \cdot 4 \cdot 2,3 = 1620\text{м}^3 \quad (5.31)$$

5.3.4 Выбор экскаватора

Для производства работ по разработке котлована, исходя из объемов ЗСР выбираем экскаватор ЭКГ5А. Характеристики данного экскаватора представлены в приложении Г таблица Г1

Определяем эксплуатационную производительность экскаватора ЭКГ5А

$$P_{\text{э}} = P_{\text{т}} \cdot T_{\text{р}} \cdot K_{\text{в}} = 443\text{м}^3/\text{ч} \cdot 1\text{час (в 1 час)} \cdot 0,8 = 354,4\text{м}^3/\text{ч} \quad (5.32)$$

$$P_{\text{т}} = 36000\text{к} \cdot K_{\text{н}} / t_{\text{ц}} \cdot K_{\text{р}} = 3600 \cdot 5 \cdot 0,85 / 23 \cdot 1,5 = 443\text{м}^3/\text{ч} \quad (5.33)$$

Объем выемки в месяц одного экскаватора

$$P_{\text{э}} \cdot T_{\text{р}} = 354 \text{ м}^3 / \text{час} \cdot 8 \text{ час} \cdot 21 \text{ день} = 59472 \text{ м}^3 / \text{мес} \quad (5.34)$$

Полный объем выемки 423480 м³, время работы 1 экскаватора в 1 смену
 $423480 / 59472 = 7$ месяцев

Емкость ковша экскаватора ЭКГ 5А = 5 м³, емкость кузова самосвала (4-5) · 5 = 20...25 м³

Бурты для складирования грунтов находятся на расстоянии 3 км, средняя скорость движения 22 км/ч

Подбираем самосвала БелАЗ 7548-40 тн, объемом кузова 20 м³

Расчет необходимого количества автосамосвалов

$$(m - 1) * T_n = \frac{L_1}{V_1} + \frac{L_2}{V_2} + T_p + T_z \quad (5.35)$$

отсюда выбираем m-необходимое количество самосвалов, где

- L₁ и L₂- длина пути груженой машины и обратно в км;
- V₁ и V₂- скорость в пути груженой машины и обратно в км/ч;
- T_р- время разгрузки самосвала в час;
- T_з- время задержки в пути в час;

$$(m-1) \cdot 40 \text{ тн} / 20 \text{ м}^3 / 354,4 \text{ м}^3 / \text{час} = 3 \text{ км} / 22 \text{ км} / \text{час} + 3 \text{ км} / 50 \text{ км} / \text{час} + 40 \text{ сек} (0,011 \text{ час}) + 0,2 \text{ час}$$

$$(m-1) \cdot 0,056 \text{ час} = 0,136 + 0,06 + 0,011 + 0,2$$

$$(m-1) = 0,407 \text{ час}$$

$m = 0,407 \text{ час} / 0,056 \text{ час} + 1 = 8,2$ единиц машин округляем 8-9 единиц машин.

5.3.5 Буровзрывные работы

Скальные грунты для разработки их экскаватором должны быть разрыхлены. Для необходимо выполнить комплекс буровзрывных работ. Разработку основного объема котлована выполним методом скважинных зарядов.

Доработку защитного слоя Н=1м производим методом шпуровых зарядов

Метод скважинных зарядов

Назначаем сетку бурения размером 4м x 4м
Определяем длину скважин по формуле:

$$L_{\text{скваж.}} = H_{\text{уст}} + h_n = 10 + (0,2 \cdot 10) = 12\text{м} \quad (5.35)$$

где: $H_{\text{уст}} = 10\text{м}$, высота уступа и равна максимальной высоте капания экскаватора ЭКГ5

h_n – глубина перебура которая равна 10...12d скважины, где диаметр скважины для СБШ200= 0,2м.

Для определения диаметра скважины необходимо подобрать буровой станок.

Определяем класс пород для гранита Пб=10
Для данного класса пород подойдет буровой станок СБШ-200, с технической скоростью бурения 5,8 м/час

Определяем производительность бурового станка

$$P_{\text{б.см.}} = \frac{T_{\text{смен.}}}{T_0 + T_{\text{в}}} \cdot K_{\text{н.б.}} = \frac{8}{0,17 + 0,034} \cdot 0,8 = 31,37 \text{ м/час} \quad (5.36)$$

$$T_0 = \frac{1}{V_б} = \frac{1}{5,8} = 0,17 \text{ час.} \quad (5.37)$$

где: $T_{\text{смен.}}$ – продолжительность смены/час;

T_0 и $T_{\text{в}}$ – продолжительность выполнения соответственно основных и вспомогательных операций, приходящихся на 1 м скважины, час;

$V_б = 5,8$ м/ч техническая скорость бурения, м/ч

Основные технические характеристики бурового станка СБШ-200 представлены в приложении Г таблица Г2

Определяем объем буровых работ в пм. Бурения

$$W_{\text{скв.}} = 4 \cdot 4 \cdot L = 4 \cdot 4 \cdot 12 = 192\text{м}^3, \quad (5.38)$$

где: $W_{\text{скв.}}$ – объем, приходящийся на 1 скважину

Определяем количество скважин

$$\frac{W_{\text{выем.}}}{W_{\text{скв.}}} = \frac{423480}{192} = 2206 \text{ скв.}, \quad (5.39)$$

$$2206 \text{ скв.} \cdot L_{\text{скв.}} = 2206 \cdot 12 = 26472 \text{ м бурения} \quad (5.40)$$

Определяем время выполнения буровых работ 1 станком в 1 смену

$$\frac{26472}{31,37} = 844 \text{ м. час} \quad (5.41)$$

Интенсивность земельных и буровзрывных работ

$$J \text{ ЗР+БВР} = T/W = 60319 / 423480 = 0,14 \text{ маш.ч /м}^3 \quad (5.42)$$

5.3.6 Производство бетонных работ.

С целью организации комплексного выполнения бетонных работ предусматривают соблюдение следующих принципов:

-бетонные работы по каждому этапу должны осуществляться после завершения опалубочных и арматурных работ;

-все операции по ведущим и большая часть по вспомогательным процессам должны обеспечиваться машинами и механизмами;

-для механизации производства бетонных работ необходимо применять комплекты взаимосвязанных, взаимодополняющих друг друга машин;

-используемые машины и механизмы в комплексном процессе должны работать в оптимальных режимах;

-комплексность механизации работ должна достигаться увязкой машин по основным параметрам и расположению в механизированной цепи;

-непрерывность и равномерность производственного процесса.

Производство бетонных работ разделено на следующие технологические этапы:

- опалубочные и арматурные работы
- приготовление бетонной смеси;
- транспортирование бетонной смеси;
- укладка бетонной смеси;
- уход за бетоном в процессе его твердения;
- контроль качества бетонной смеси в процессе ее укладки и бетона, уложенного в конструкцию, в процессе твердения.

5.3.6.1 Бетонный завод

Бетонный завод- это основной узел бетонного хозяйства, занимающийся приготовлением и выдачей бетонной смеси. Параметры других узлов определяются производительностью бетонного завода.

Для обеспечения бетонной смесью строительства был выбран бетонный завод новый хcmg HZS 200 м³/час

$$P = (\sum q/c) \cdot K_n / (\varphi \cdot m \cdot n) = 21250 \cdot 1,4 / (0,9 \cdot 28 \cdot 21) = 56,21 \quad (5.43)$$

м³/час

где: $\sum q/c$ -сумма месячных объемов бетонных работ q за период c наиболее напряженного года, м³;

φ - коэффициент использования рабочего времени $\varphi=0,9\dots0,950$

m - число рабочих суток в месяце $m=25\dots28$ суток;

n - число рабочих часов в сутках $n=21$, при круглосуточной работе завода;

K_n - коэффициент неравномерности потребления бетона $K_n=1,3\dots1,4$

В летнем исполнении, компоновка-вертикальный, дозаторы автоматическое, бетономешалка циклического действия гравитационного перемешивания хранение в силосах, система полностью автоматизирована, сухую и готовую смесь доставляем миксерами, по продолжительности действия полустационарный, система подачи- пневмотранспортом.

Объем бетона необходимого для строительства плотины = 512500 м³

Объем бетона для строительства машинного зала= 13824 м³

$\Sigma = 526324$ м³

5.3.6.2 Опалубочные работы

Опалубка- это временная конструкция, ограждающая бетонный блок, в который заливается бетонная смесь. Главная ее задача обеспечить форму и точные размеры бетонного блока, выдержать нагрузки от жидкой бетонной смеси до момента схватывания и обеспечить правильное твердение бетона в блоке. Так же опалубка должна обеспечивать плотность стыков между отдельными щитами, исключать утечку цементного раствора, обеспечивать легкость сборки, крепления, распалубки, очистки.

Поверхности, которые в процессе бетонирования ограждаются опалубкой называются опалубливаемыми поверхностями.

$$S = K_{оп} \cdot V = 0,6 \cdot 526324 = 315794,4 \quad (5.44)$$

где: S -площадь облупливаемой поверхности;

V - объем бетона внутри S ;

$K_{оп}$ - коэффициент опалубливаемой поверхности $K_{оп} = 0,6 \text{ м}^2/\text{м}^3$

Тип опалубки: криволинейная с горизонтальными наклонными тяжами и деревометаллическая с тяжами для прямоугольных блоков
Монтаж опалубки выполняем бетоноукладочными кранами КБГС1000А

Время выполнения опалубочных работ

По ГЭСН 37-01-015-08 на монтаж 100 м² опалубки затрачивается время-
17,29 маш·ч

Время выполнения опалубочных работ одним краном в одну смену.

$$T=(17,29 \cdot 315794,4)/100=54601 \text{ ч} \quad (5.45)$$

5.3.6.3 Арматурные работы

Арматурные работы- это комплекс мероприятий состоящий из: приема и хранения арматурной стали, изготовление арматурных конструкций, транспортировка их к месту установки, монтажа арматурных конструкций, сдачу арматурных конструкций под бетонирование.

Производительность арматурного хозяйства определяется

$$П = \left(Q \cdot \frac{q}{s} \right) \cdot K_H = (21250 \cdot (15/84)) \cdot 1,4=42,5 \quad (5.46)$$

где: П= производительность арматурного хозяйства т/смену;
Q- максимальная месячная интенсивность укладки бетона в месяц;
q-средний расход на 1 м³, q=5...15 кг/м³ ;
s-количество смен в месяц;
K_H-коэффициент неравномерности.

Объем арматурных работ

$$V_{арм} = K_{арм} \cdot V_{бетона} = (15 \text{ кг/м}^3) \cdot 526324 = 7\,894\,860 \text{ кг} = 7895 \text{ т} \quad (5.46)$$

Тип арматуры: для выполнения арматурных работ используем горячекатаную периодического профиля диаметром 6...50мм.

Арматурные изделия: армосетки, армокаркасы, армопакеты и весом до 5т

Определим марку арматурной стали для расчетной температуры района строительства=-20 градусов Цельсия разрешены марки стали: Ст5сп,10ГТ,35ГС

Определяем время выполнения арматурных работ

Монтаж арматуры выполняем бетоноукладочными кранами КБГС1000А

Время выполнения арматурных работ

По ГЭСН 37-01-027-05 на монтаж 100 т арматуры затрачивается время-
75,21 маш·ч.

Время выполнения арматурных работ одним краном в одну смену.

$$T=(75,51 \cdot 7895)/100= 596 \text{ ч} \quad (5.47)$$

5.3.6.4 Укладка бетона в блоки

Для данных работ принимаем кран КБГС-1000 А Исполнение I, подача бетона в блок осуществляется с размещением бетоноукладочных кранов непосредственно на сооружении. Преимущества данного размещения:

- не требует возведения дорогостоящих эстакад,
- бетонирование можно начинать раньше,
- бетонирование не связано с пропуском строительных расходов,
- возможность наполнения водохранилища и пуск первых ГА задолго до окончания бетонных работ и соответственно отказа от системы водоотлива в более ранние сроки

К недостаткам относят:

- ограничение маневренности бетоноукладочных кранов в горизонтальной плоскости.

5.3.6.5 Этапы выполнения укладки бетона

- Подготовка блока к бетонированию.
- Перегрузка бетонной смеси из автомобиля-самосвала в бадью.
- Подача и укладка бетонной смеси.
- Уход за бетоном.
- Монтаж и демонтаж приемных устройств.

Время укладки бетона

По ГЭСН 37-01-002-04 на укладку 100м³ бетона затрачивается время-10,26 маш·ч

Время выполнения подачи бетона в блоки одним краном в одну смену.

$$T=(10,26 \cdot 526324)/100= 54001 \text{ ч} \quad (5.48)$$

Определим время уплотнения бетонной смеси глубинным вибратором

По ГЭСН 37-01-002-04 время уплотнения бетонной смеси глубинным вибратором время-28,68 маш·ч

Время уплотнения бетонной смеси глубинным вибратором в одну смену

$$T=(28,68 \cdot 526324)/100= 150950 \text{ ч} \quad (5.49)$$

Определяем суммарное время выполнения бетонных работ

$$T=T_{\text{опал}}+T_{\text{армат}}+T_{\text{подачи}}+T_{\text{уплотнения}}=54601+ 596+ 54001 +150950 = 251148 \text{ час}$$

Интенсивность бетонных работ

$$I_{\text{бетонных}} = T/V = 251148 / 526324 = 0,48 \text{ маш}\cdot\text{ч} / \text{м}^3 \quad (5.50)$$

5.3.6.6 Уход за бетоном и контроль качества

При производстве бетонных работ обязателен комплекс мер по уходу за уложенным бетоном, обеспечивающий:

- создание и поддержание температурно-влажностного режима, необходимого для приобретения бетоном требуемых проектом прочности и долговечности в установленные сроки, а также предотвращающего значительные температурно-усадочные деформации и образование опасных трещин;

- предохранение бетона в начальный период его твердения от ударов, сотрясений и повреждений в ходе строительного-монтажных работ.

Для предохранения свежееуложенного бетона от повреждений необходимо соблюдать следующие условия:

- работы на поверхности уложенного блока по уходу и по удалению цементной пленки до набора бетоном прочности при сжатии 1,5 МПа должны выполняться с применением дощатых настилов;

- механизированное удаление цементной пленки следует начинать только после набора бетоном прочности при сжатии не менее 1,5 МПа;

- установку и перестановку опалубки производить, как правило, после достижения бетоном прочности при сжатии 2,5 МПа;

- перемещение по поверхности свежееуложенного бетона транспортных средств (бетоновозов и т.п.) и механического оборудования допускается только после набора бетоном прочности при сжатии не менее 2,5 МПа;

- при производстве вблизи забетонированных конструкций взрывных работ паспорт буровзрывных работ должен быть согласован с генеральным проектировщиком;

- Закрепление конструкции опалубки в свежееуложенном бетоне с применением тяжей и анкеров должно производиться при прочности бетона при сжатии не менее 2,5 МПа.

5.4 IV этап – наращивание сооружений до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища, наполнение водохранилища до отметок пуска первых агрегатов

Пропуск строительных расходов до начала наполнения водохранилища осуществляется через строительный туннель. К началу наполнения водохранилища в строительном туннеле устраивается донное отверстие II очереди с затвором для регулирования уровня и расходов в период наполнения водохранилища. Перекрытие строительного туннеля пробкой осуществляется под защитой затворов строительного туннеля, наращивание сооружений и

наполнение водохранилища до проектных отметок с последовательным поочередным пуском всех агрегатов.

5.4.1 Гидравлический расчет донного отверстия для пропуска строительных расходов в период наполнения водохранилища

При перепадах УВБ и УНБ 9,0 м, размеры донного отверстия принимаем: $b=14\text{м}$, $h=14\text{м}$.

Определяем отметку верха донного отверстия

$$\nabla \text{ВДО} = \nabla \text{ПДО} + h = 1880,0 + 14,0 = 1894,0 \text{ м}, \quad (5.51)$$

что меньше УНБ ($Q_{10\%}$) = 1888,02 м, следовательно отверстие затопленное.

Пропускная способность незатопленного донного отверстия

$$Q = \mu \cdot \omega_{\text{до}} \cdot (2g \cdot Z_{\text{до}})^{\frac{1}{2}} = 0,7 \cdot 196 \cdot (2 \cdot 10 \cdot 9)^{\frac{1}{2}} = 1841 \text{ м}^3/\text{с} \quad (5.52)$$

Напор над центром входного отверстия

$$Z_{\text{до}} = \frac{Q_p^2}{\mu^2 \cdot \omega_{\text{до}}^2 \cdot 2g} = \frac{1848,3^2}{0,7^2 \cdot 196^2 \cdot 2 \cdot 10} = 9,0 \text{ м} \quad (5.53)$$

где: $\omega_{\text{до}} = 7 \cdot 7 = 49 \text{ м}^2$ - площадь донного отверстия;

μ - коэффициент расхода, определяемый по формуле

$$\mu = 1 / (1 + \xi_{\text{вх}} + (2gL/C^2 R)) = 1 / (1 + 0,3 + 2 \cdot 9,81 \cdot 110 / 74,3^2 \cdot 2,33) = 0,7 \quad (5.54)$$

где: $\xi_{\text{вх}} = 0,3$ - потери на входе;

$L = 110 \text{ м}$ - длина донного отверстия; $n = 0,015$

$C = 74,3$ - коэффициент Шези;

R - гидравлический радиус, определяемый по формуле

$$R = \omega_{\text{до}} / \chi = 49 / 7 + 2 \cdot 7 = 2,33 \quad (5.55)$$

где: $\chi = b + 2h$ - смоченный период.

$$\nabla \text{УВБ} = \nabla \text{УНБ} + Z_{\text{до}} = 1888,2 + 9 = 1897,2 \text{ м} \quad (5.56)$$

Объемы работ по этапам сводим в общую таблицу, представленную в приложении Г таблица ГЗ

Чтобы разработать модель будущего строительства Урукхайской ГЭС был произведен расчет этапов строительства, выбор пропуска расходов и способ строительства. Был произведен подбор необходимого оборудования для производства работ, рассчитана интенсивность и продолжительность работ. Итоговым документом послужил календарный график работ. Он отображает основные этапы строительства, объёмы и продолжительность работ. Сводный календарный план строительства ГУ представлен в приложении Г таблица Г4

6 Охрана труда и противопожарная безопасность. Мероприятия по охране окружающей среды

6.1. Мероприятия по охране окружающей среды

6.1.1 Общие сведения о районе строительства

Урух- вытекает из ледника Харвес в Дикорском ущелье Кабардино-Балкарии. В Урух впадает несколько других рек: Караугомдон, Танадон, Айго мугидон, Хазнидон. Территория расположения Урукхайской ГЭС находится в без мерзлотной зоне

Климат- умеренный континентальный. На равнине средние температуры января минус 4,5 град. С, июля 24 град. С; в предгорьях, соответственно - минус 4 град.С и 20 град.С. Осадков 600-700 мм в год на равнине, до 900 мм в предгорьях; свыше 1000 мм в высокогорьях. Средняя температура в районе строительства января: -3,2 °С, средняя температура июля: +20,4 °С, расчетная температура в районе строительства = -20 градусов Цельсия

Проектируемый гидроузел проектируется в горной местности.

Согласно СП и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Урукхайской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 9 баллам шкалы MSK-64.

Учитывая, что Урукхайская ГЭС имеет скальное основание, расчетная сейсмичность для гидротехнических сооружений ГЭС составляет 8 баллов.

Природа Кабардино-Балкарии богата и разнообразна различными растениями. Почти четверть территорий занято лесными массивами, меняющимися с каждым районом. Например, на востоке распространено редколесье из березы, ивы, шиповника, рябины, можжевельника. Нередко попадаются малиновые, брусничные, черничные кусты. Запад же наоборот заполнен альпийскими лугами, на которых цветут пестрые травы. Кармадонское ущелье в конце весны становится изумрудным из-за пестрящих цветами лужаек – примулы, анемоны, лютики, незабудки. Примерно в августе добавляются краски новых цветков – колокольчиков разнообразных цветов, белых крупок, красных маков, розовых маков. Откосы гор Арау-хох, Чижджиты-хох на юге высушены палящим солнцем.

Животный мир является неотъемлемой частью любой природы, в том числе и Кабардино-Балкарии. Среди наиболее распространенных животных в республике первенство занимают горные козлы-туры. Обитают в окрестностях и лугах Кармадонского ущелья. Передвигаются стадами, численностью до сорока особей. Данные животные очень пугливы, поэтому днем скрываются среди скал. После захода солнца выходят пастись до утра на лугах. Нередко встречаются большие птицы, окрашенные в защитные цвета – горные индейки-улары. Летом живут высоко в горах, зимой опускаются к редколесью. Нельзя не упомянуть памятник природы Кабардино-Балкарии –

серну. Эти животные отличаются красотой, выносливостью, смелостью. Серны запросто перепрыгивают пропасти, спокойно гуляют по отвесным скалам. В зимнее время живут на солнечной стороне гор, а летом встречаются среди березовых рощ.

Кабардино-Балкария расположена в умеренно-континентальном поясе, но в разных районах имеет собственные уникальные черты. Например, Центральный, Предгорный районы находятся в умеренном поясе, смягченными горами. Лето долгое, с обильными дождями, зима не суровая. Средние температуры колеблются в пределах $+21^{\circ}\text{C}/-3^{\circ}\text{C}$. Моздокская равнина считается довольно засушливым местом – среднегодовые температуры составляют $+24^{\circ}\text{C}/-16^{\circ}\text{C}$. Осадков по местным меркам выпадает немного – в горах около 1000 мм ежегодно, в равнинах – около 800 мм ежегодно.

6.1.2 Охрана природы

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.);
- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998;
- Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996;
- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ);
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ);
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ);
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ);

- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ);

- Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ).

- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;

- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006;

- Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006;

- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и Эксплуатации Урукхайской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;

- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;

- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;

- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;

- переселение животных и пересадка редких растений;

- переселение населения из зоны затопления.

6.1.3 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;

- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;

- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;

- мониторинг водоохраных зон;

- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;

- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;

- санитарная очистка территории животноводческих объектов;

- очистка территории после переноса промышленных предприятий;

- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и обрушения берегов, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

6.1.4 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий.

В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противозерозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горюче смазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации;
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются

мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

6.1.5 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение энергетических масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

- при эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций.

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);

- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;

- очистные сооружения и устройства;
- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;

- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Осуществление строительства Урукхайского гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесовырубке и лесочистке.

В санитарном отношении р. Урух является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду р. Урух невелико и при условии соблюдения водоохраных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

Таким образом, для сохранения природы, сохранения памятников культуры, имеющих на территории строительства Урукхайской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо провести комплексный мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб экосистеме зоны влияния Урукхайского гидроузла с применением современных методик расчета, максимально учитывающих все особенности и уникальность данного региона.

6.1.6 Отходы, образующиеся при строительстве Урукхайской ГЭС

В период строительства Урукхайского гидроузла выполняется большой объем строительно – монтажных работ (СМР). Образуется большое количество отходов, таких как:

- лом бетонных изделий;
- отходы, содержащие несортированные незагрязненные черные металлы в виде кусков и изделий.

$$M = \frac{N \cdot q}{100} = \frac{526324 \cdot 1.8}{100} \cdot 2.5 = 23685 \text{ т}, \quad (6.1)$$

где: N- объем бетонных работ (526324 м³);

q - удельный норматив образования (1,8%);

ρ - плотность бетона (2,5 т/м³).

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100} = \frac{7895 \cdot 1.8}{100} \cdot 2 = 285 \text{ т}, \quad (6.2)$$

где: N - количество арматуры (7895 т);
 q - удельный норматив образования (1,8%);
 ρ - удельный вес арматуры (2,0 т/м³).

6.2 Требования по охране труда для работников Урукхайской ГЭС

6.2.1. Общие положения

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

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Урукхайской к гидроэлектростанции является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Урукхайской гидроэлектростанции;
- ответственный за охрану труда на предприятии - работодатель;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех инженерно-технических работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции, а для рабочих инструкции по ОТ. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться данными документами.

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

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

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

- РД 153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

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

6.2.2 Охрана труда на Урукхайской ГЭС

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;
- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;
- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;
- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- инструктажи во всех подразделениях на Урукхайской ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;

- должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;

- персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

- персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;

- весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;

- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока, попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию, расположенного в них оборудования, без сопровождающих;
- шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;
- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;
- в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;
- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;
- в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);
- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;
- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;
- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;
- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;
- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;
- работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

- капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

- работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

- учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

- организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

6.3 Пожарная безопасность

6.3.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;

- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;

- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.

- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;

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

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей

структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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

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

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности

несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

6.3.2 Действия персонала при возникновении пожара

- При возникновении пожара на объекте первый заметивший очаг пожара должен немедленно сообщить начальнику смены энергообъекта или руководству энергопредприятия, а при наличии связи - в пожарную охрану и приступить к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения.

- Начальник смены энергообъекта обязан немедленно сообщить о пожаре в пожарную охрану, руководству энергопредприятия (по специальному списку) и диспетчеру энергосистемы.

- До прибытия подразделений ГПС МВД России руководителем тушения пожара (РТП) является начальник смены энергообъекта (руководитель энергопредприятия), который обязан организовать:

- удаление с места пожара всех посторонних лиц;
- установление места возникновения пожара, возможные пути распространения и образования новых очагов горения (тления);

- проверку включения системы автоматического пожаротушения, а в случае отказа - ее ручное включение;

- выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара;

- тушение пожара персоналом и средствами пожаротушения энергетического предприятия;

- встречу подразделений ГПС МВД России лицом, хорошо знающим безопасные маршруты движения, расположение водоисточников, места заземления пожарной техники.

- Отключение оборудования в зоне пожара производится дежурным персоналом энергопредприятия по распоряжению начальника смены энергообъекта.

- После прибытия на место пожара первого подразделения ГПС МВД России руководителем тушения пожара является старший начальник этого подразделения. Начальник смены энергообъекта (руководитель энергопредприятия) при передаче ему руководства тушением пожара должен информировать о принятых мерах и организовать дальнейшие действия персонала, согласно указаниям РТП.

- Решение о подаче огнетушащих средств принимается руководителем тушения пожара после проведения инструктажа и выполнения необходимых мер безопасности.

- Руководитель тушения пожара (РТП) имеет право приступить к тушению энергооборудования под напряжением только после получения письменного допуска на тушение от начальника смены энергообъекта, инструктажа личного состава пожарных подразделений представителями

энергетического предприятия и создания условий визуального контроля за электроустановками.

7 Техничко-экономические показатели

7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Реализация электроэнергии-это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке.

Особенности электроэнергии:

–Электричество нельзя «складировать».

–Электричество-это продукт, поставляемый многими производителями в общие электрические сети.

– Электричество-это товар первой необходимости.

Электрическая энергия является также товаром, который приобретают участники оптового рынка у генерирующих компаний, а участники розничного рынка у энергосбытовых компаний. Оценки объёмов реализации электроэнергии представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2028	2029	2031	2032	2033
Установленная мощность	МВт	347	347	347	347	347
Число часов использования установленной мощности	Часы	5500	5500	5500	5500	5500
Выработка электроэнергии	МВт*ч	1908500	1908500	1908500	1908500	1908500
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	19085	19085	19085	19085	19085
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	1889415	1889415	1889415	1889415	1889415
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1678	1707	1724	1740	1755
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	3170,44	3225,23	3257,35	3287,58	3315,92
НДС к выручке	млн.руб	528,41	537,54	542,89	547,93	552,65

Из таблицы 7.1 видно, что изменение тарифа на электроэнергию, а именно его рост, приводит к увеличению графы «Выручка от реализации электроэнергии» и «НДС к выручке». Это обусловлено ростом тарифов на электроэнергию в соответствии с приложением «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

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

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

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

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	88,5
Прочие	247	95,0
Итого по ГЭС		183,6

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 7.3.

Таблице 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	От 1 до 5	От 6 до 15	От 16 до 25	Свыше 25
От 100 МВт до 399 МВт	0,060%	0,090%	0,140%	0,200%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	46,9
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/Мвт*ч	3,2
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс.руб/Мвт*ч	0,95
Итого		51,2

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Урух составляет 4,8 руб.

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

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Амортизационные отчисления, млн.руб.	50,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Расходы на страхование, млн.руб.	0,44	0,40	0,40	0,40	0,40
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	183,65	183,65	183,65	183,65	183,65
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	51,22	51,22	51,22	51,22	51,22
Налог на воду, млн.руб.	13,19	14,39	14,39	14,39	14,39
Итого, млн.руб.	298,97	250,12	250,12	250,12	250,12

Из таблицы 7.5 видно, что все затраты увеличиваются по мере реализации проекта. Эксплуатационные затраты имеют наибольшую сумму, так как включают в себя множество других расходов, в сравнении с налогом на воду или расходы на страхование, которые имеют наименьшую сумму затрат.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 7.1).

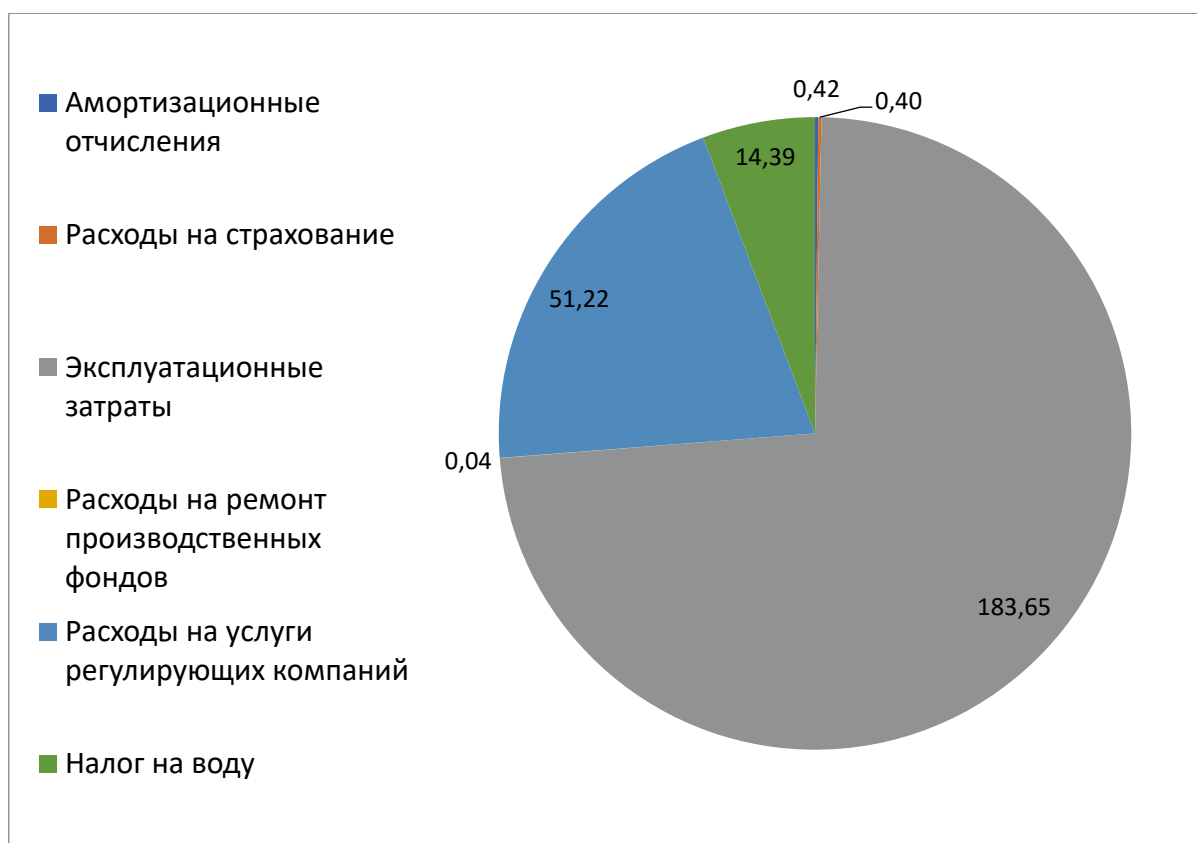


Рисунок 7.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Наибольший процент от общих текущих расходов ГЭС имеют эксплуатационные затраты, так как они охватывают множество расходов, включающих в себя, например, заработную плату работников, оплату потребленного топлива в процессе перевозок, электроэнергии и др.

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 – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Налог на прибыль, млн.руб.	575,28	748,35	757,06	764,41	771,69
НДС, млн.руб.	284,03	795,67	804,37	811,73	819,00
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	55,98	55,98	55,98	55,98	55,98
Налог на имущество, млн.руб.	0,98	0,85	0,84	0,83	0,82
Итого, млн.руб.	916,26	1600,84	1618,25	1632,94	1647,49

Так как Урукхайская ГЭС обладает большой установленной мощностью, вырабатывается и реализуется немало электроэнергии, которая имеет определенную стоимость. Следовательно, отсюда и появляются значительные суммы налогов на прибыль и добавленную стоимость выплачиваемые станцией государству.

7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2031
Выручка (нетто), млн.руб.	3917,45	3983,88	4025,33	4061,67	4098,04
Текущие расходы, млн.руб.	298,97	250,12	250,12	250,12	250,12
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	3903,06	3969,48	4010,94	4047,28	4083,65
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	3183,11	3747,28	3788,74	3825,09	3861,47
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	636,62	749,46	757,75	765,02	772,29
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	2994,13	2997,82	3030,99	3060,07	3089,18
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

На рисунке 7.2 изображен график изменения чистой прибыли по годам.

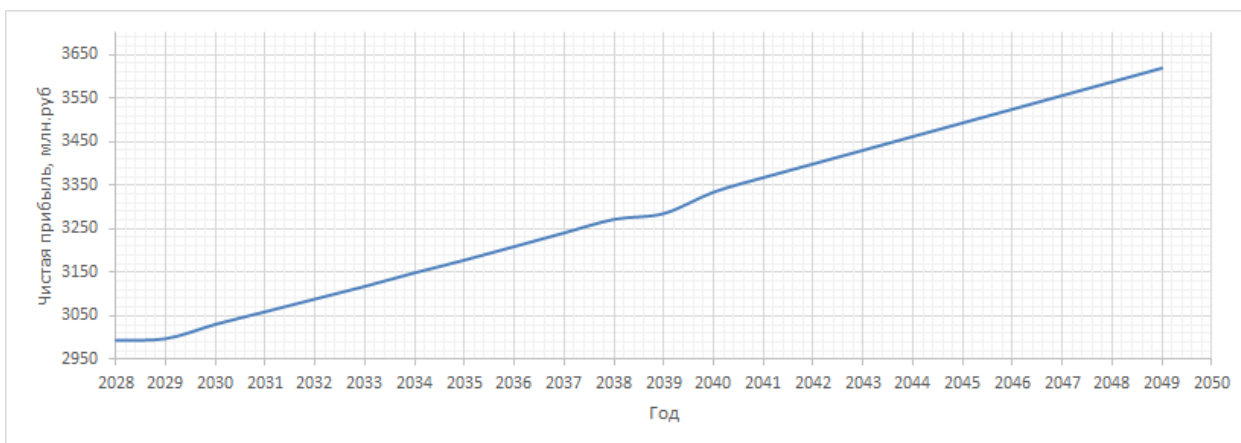


Рисунок 7.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

В соответствии с ЕСУ ПАО «РусГидро» рост цен на электроэнергию и мощность в прогнозируемом периоде ведет к росту чистой прибыли.

7.5 Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта

Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта представлен на рисунке 7.3.

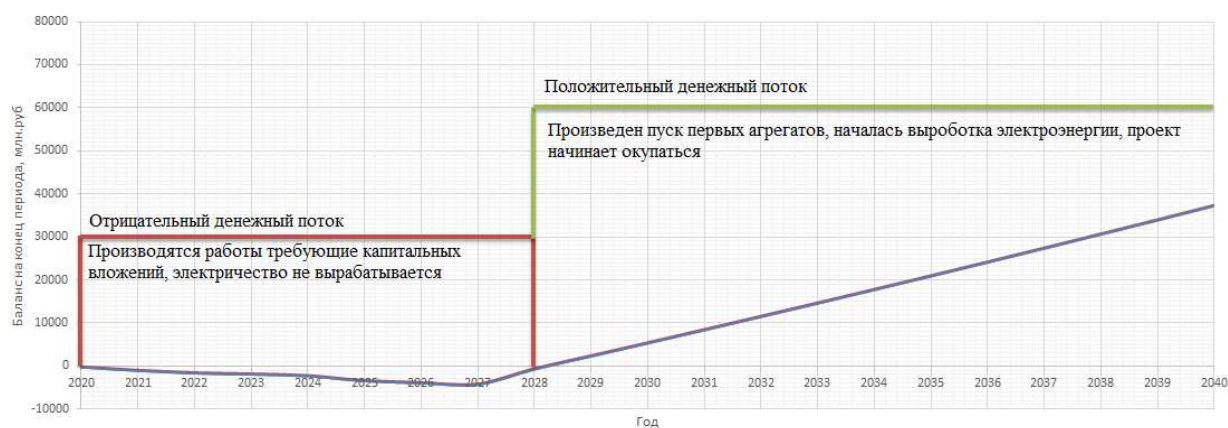


Рисунок 7.3 – Анализ денежных потоков, млн. руб.

В период с 2020-2028 гг. идет закупка оборудования, машин, материалов; производится возведение перемычек, постройка строительного канала, плотины, установка оборудования. В период с 2020-2028 гг. наблюдается отрицательный денежный поток. С 2029-2045 гг. происходит запуск агрегатов и производство и продажа электроэнергии и мощности, с 2028 год виден положительный денежный поток – проект окупился.

7.6 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика.

7.6.1 Методология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Урукхайской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

7.6.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.8

Таблица 7.8 -Показатели эффективности реализации проекта «Урукхайской ГЭС на реке Урух»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	123
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	8563,1
Индекс прибыльности – PI, руб.	3,95
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	27,87
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	1
Удельные капиталовложения, руб/Квт	50255,5

Срок окупаемости проекта составляет 123 месяцев (10,25 лет), это значит, что проект окупится до его окончания. Чистый приведенный доход (8563,1 млн.руб.) говорит о том, что проект привлекателен для инвестирования и принесет дополнительный доход на вложенный капитал. Индекс прибыльности (3,95 руб.) больше единицы, это указывает на перспективность развития проектируемого объекта.

7.6.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2028	2029	2030	2031	2032
В федеральный бюджет, млн.Рублей	928,48	1614,38	1631,80	1646,51	1661,06
В региональный бюджет, млн.Рублей	0,98	0,85	0,84	0,83	0,82
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	929,78	1615,56	1632,97	1647,66	1662,21

Начисляемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты позволяют повысить общественную привлекательность проекта.

7.7 Анализ чувствительности

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

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

- а) Ставки налогов;
- б) Цены сбыта;
- в) Ставки дисконтирования.

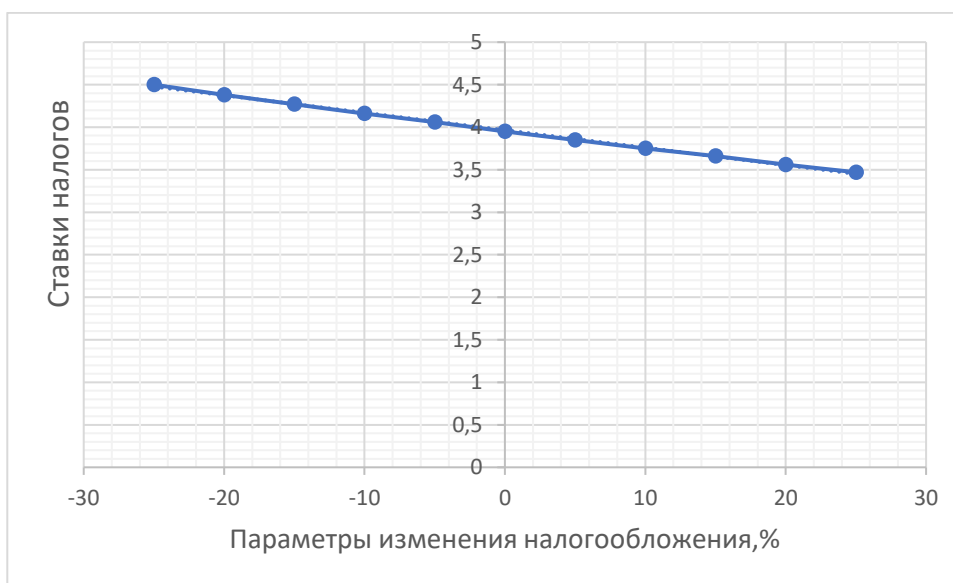


Рисунок 7.4- Изменение ставки налогов в зависимости от индекса доходности

Вывод: на рисунке 7.4 видно, что при увеличении ставки налога индекс доходности уменьшается, так как при расчете дохода от прибыли мы отнимаем расход в которые входят налоги, следовательно, чем больше налоги, тем меньше доход.

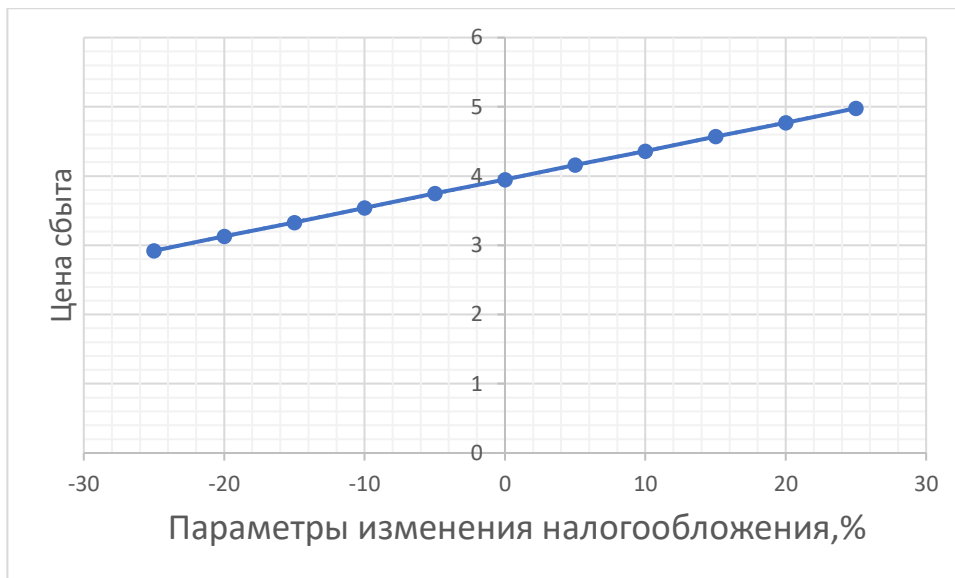


Рисунок 7.5-Изменение цены сбыта от индекса доходности

Вывод: на рисунке 7.5 видно, что при увеличении цены сбыта индекс доходности увеличивается, так при продаже того же количества товара и при тех же расходах, при увеличении цены товара мы получаем большую прибыль и индекс доходности возрастает.

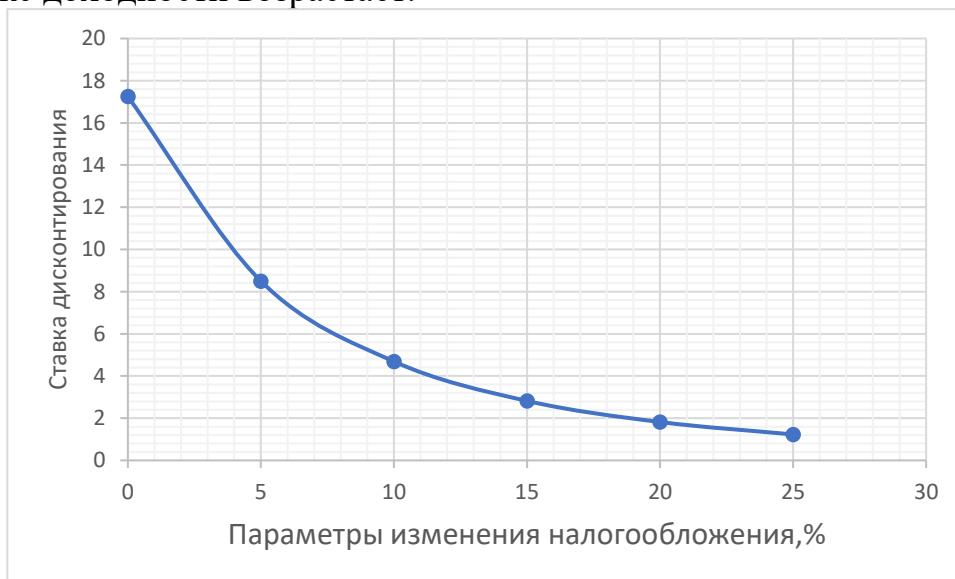


Рисунок 7.6- Изменение ставки дисконтирования от индекса доходности.

Вывод: на рисунке 7.6 видно, что при увеличении ставки дисконтирования индекс доходности уменьшается, так как при получении дохода в будущем при увеличенной ставке при пересчете дохода на сегодняшний день мы получим меньший доход по сравнению с тем же доходом, полученным сегодня.

8 Определение напряжений в арочной плотине тензометрическим методом

Арочные плотины – уникальные и наиболее сложные виды ГТС, что требует особой ответственности и внимания к обеспечению надежной работы и безопасности данных сооружений. На стадии проектирования необходимо применение верных и современных инженерно-технических решений, при строительстве – соблюдение точных проектных условий, правильность технологии производства работ при возведении сооружения. В период эксплуатации требуется обеспечение безопасности, долговечности и надежности сооружения осуществляется непрерывным мониторингом состояния бетона, конструкций плотины и сооружения в целом.

Особенностями работы арочных плотин в эксплуатационный период являются:

- объемное напряженное состояние бетона;
- высокий уровень напряжений сжатия;
- передача усилий на берега;
- незначительное влияние фильтрационного напора на подошву плотины (за исключением береговых секций).

Также следует отметить, что сезонная сработка водохранилищ, создаваемых арочными плотинами, обычно больше, чем изменение УВБ гравитационных плотин, что определяет и важную роль сезонного влияния гидростатической нагрузки на сооружение совместно с температурными воздействиями.

Схема работы арочной плотины заключается в совпадении по направлению действия температурных и силовых факторов, определяющих арочные напряжения в плотине. Повышение УВБ приводит к росту арочных напряжений так же, как и нагрев плотины в летнее время. Эти основные факторы противоположным образом влияют на перемещения плотины, частично компенсируя друг друга. Нагрев плотины сопровождается поворотом ее в сторону верхнего бьефа, тогда как наполнение водохранилища приводит к перемещениям в нижний бьеф. В зимний период температурные составляющие напряжений и перемещений противоположны по знаку сезонному действию гидростатической нагрузки (таблица 8.1).

Таблица 8.1- Изменение напряжений и перемещений в ключе арочной плотины

Вид нагрузки	Напряжение напорной грани	Напряжение низовой грани	Перемещения
Наполнение водохранилища			
Рост давления воды	Сжатие	Сжатие	НБ
Нагревание напорной грани	Сжатие	Растяжение	НБ
Нагревание низовой грани	Растяжение	Сжатие	ВБ
Опорожнение водохранилища			
Уменьшение давления воды	Растяжение	Растяжение	ВБ
Охлаждение напорной грани	Растяжение	Сжатие	ВБ
Охлаждение низовой грани	Сжатие	Растяжение	НБ

Исходя из условий работы плотины в эксплуатационный период, необходимо анализировать перечисленные ниже показатели:

- уровень напряжений на низовой и верховой гранях;
- деформации в береговых примыканиях и береговых секциях;
- сезонное изменение радиальных и тангенциальных перемещений;
- фильтрационное давление в берегах;
- степень асимметричности работы плотины;
- распределение температуры по сечению плотины.

В отечественной практике контроля напряженно-деформированного состояния (НДС) плотины используется тензометрический метод определения деформаций, пересчитываемых в напряжения по зависимостям упруго-ползучего тела. Этот метод выявляет зону максимальных напряжений в плотине, а также характер их распределения по сечениям и изменение во времени.

Тензометры в арочной плотине располагаются в горизонтальных и вертикальных измерительных сечениях. Количество таких сечений зависит от высоты плотины и тех задач, которые предполагается разрешить с помощью натуральных исследований (обычно от 3 до 5 сечений). В проектируемой плотине, высота которой равна 90 метров, устанавливаем 9 сечений, через 11,25 метра

Количество измерительных точек, именуемых розетками, в створе должно быть не менее трех, совместно с «розетками» устанавливаются тензометры в ненапряженных образцах – в «конусах». Одна точка располагается у верховой, другая — у низовой грани плотины на расстоянии 0,2—0,4 м от поверхности бетона, а третья — в центре поперечного

(радиального) сечения арки. Такое распределение приборов вызвано криволинейным распределением напряжений по сечению арки, возникающему в результате температурных изменений в бетоне. Для расчетной плотины было установлено, что для обеспечения измерения воспринимаемых нагрузок плотиной, в каждой ее сечении необходимо установить не менее 4 розеток.

В арках крупных сечений и больших пролетов могут устанавливаться дополнительные измерительные точки, расположенные в толще массива.

Измерительные тензометрические точки, расположенные у нижней или верхней грани плотины, в соответствии с характером напряженного состояния, должны состоять из четырех рабочих тензометров и одного-двух тензометров в «конусе». Точки, расположенные в толще арки, должны состоять из пяти рабочих тензометров и одного-двух в «конусе» или в зависимости от поставленной задачи — из девяти рабочих тензометров и двух тензометров в «конусах».

8.1 Типы тензометров

8.1.1 Механические тензометры

Принцип работы механического тензометра базируется на прямой зависимости линейного удлинения испытуемого образца от напряжений в его поперечном сечении при действии деформирующей нагрузки.

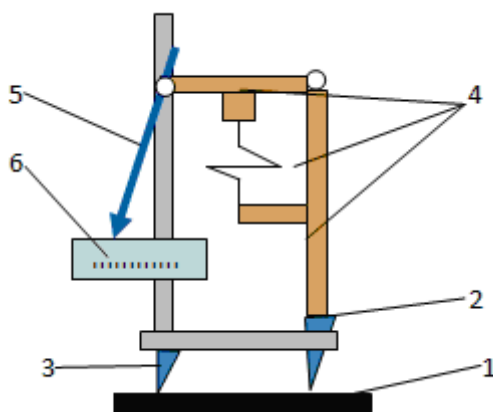


Рисунок 8.1 – Механический тензометр

Механический тензометр (рисунок 8.1) закрепляется на поверхности образца 1, опираясь на нее двумя призмами 2 и 3. Призма 2 является подвижной и расположена на расстоянии L от неподвижной призмы 3. Расстояние L является базовым. Рычажная система 4 вместе с подвижной призмой 2 воспринимает изменение размера образца при действии деформирующих сил. Она выполняет роль преобразователя незначительного изменения размера L в существенное перемещение указателя 5 по шкале 6.

Коэффициент усиления определяется соотношением длин плеч рычажной системы и обычно лежит в пределах от 1000 до 12000.

8.1.2 Резистивный тензомер

Резистивные тензомеры представляют популярную группу универсальных приборов для контроля растяжения или сжатия контролируемого изделия. В качестве чувствительного элемента в тензомерах этого типа используются тензорезисторы. Принцип действия тензорезистора базируется на изменении электрического сопротивления при деформации его вместе с изделием. Он представляет собой отрезок тонкой проволоки, уложенный змейкой на изоляционной основе. Для увеличения чувствительности в тензомерах используют по несколько тензорезисторов, включаемых по мостовой схеме.

Как и в механическом тензомере, во всех электрических тензомерах измеряется изменение базового расстояния. Тензодатчики встраиваются в конструкцию элементов тензомера воспринимающих воздействие деформирующих сил. Одна из конструкций тензомера, широко применяемая в строительстве и горном деле при заливке бетона, приведена на рисунке 8.2.

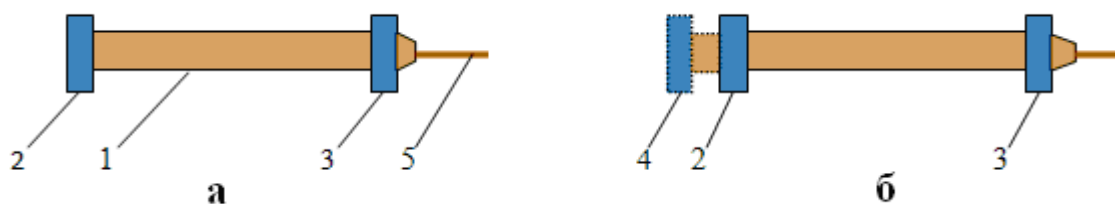


Рисунок 8.2 – Резистивный тензомер

Конструктивно тензомер состоит из мостовой схемы с тензорезисторами в ее плечах. Элементы схемы расположены внутри полого стержня 1 с базой равной расстоянию между силовоспринимающими фланцами 2 и 3 (рисунок. 8.2а) Внешние растягивающие силы внутри бетонной конструкции, воздействуя на фланцы, удлиняют стержень. Удлинение равно расстоянию перемещения фланца из положения 2 в положение 4 (рис. 8.2б). При этом изменяется сопротивление плеч моста, и информация по кабелю 5 передается на средства обработки данных.

8.1.3 Емкостный тензомер

В емкостных тензомерах роль чувствительного элемента выполняет конденсатор переменной емкости. Принцип работы этого вида тензометров основан на зависимости емкости конденсатора от величины зазора между его пластинами.

На рисунке 8.3 представлен один из возможных вариантов емкостного тензометра.

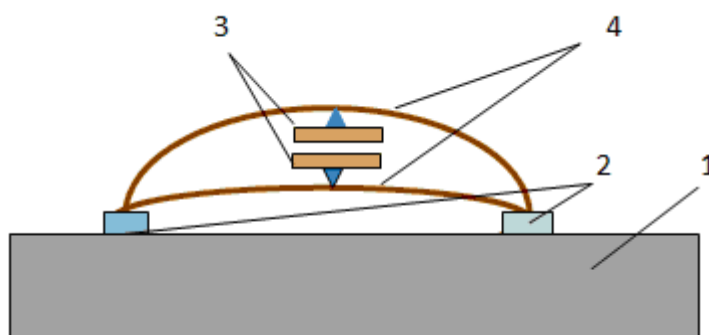


Рисунок 8.3 – Емкостный тензометр

Тензометр крепится на объекте контроля 1 посредством точечной сварки 2. Измерительный конденсатор 3 закреплен на ветвях силоизмерительной рамки 4, воспринимающей растяжение или сжатие объекта. Таким образом величина зазора однозначно связана с величиной деформирующей силы. Следует отметить, что эта зависимость носит нелинейный характер.

8.1.4 Индуктивные тензометры

В настоящее время выпускаются индуктивные тензометры двух видов. Первый – это тензометры с опорными призмами и регулируемой базой. Второй – с ножевыми опорами для работы с изделиями стержневого вида. В обоих чувствительным элементом служит катушка индуктивности с подвижным сердечником.

Катушка индуктивности закрепляется неподвижно на объекте. Подвижный сердечник соединен с ним через подвижную призму или нож и изменяет свое положение под воздействием деформирующей силы. Это перемещение приводит к изменению индуктивности или взаимоиндуктивности катушки. Зависимость электрических параметров катушки индуктивности от положения ее подвижного элемента положено в основу работы тензометров этого типа.

8.1.5 Тензометры струнного типа

Тензометры струнного типа имеют различные базы, длины струн и жесткие корпуса (рисунок 8.4). Жесткость корпуса прибора эквивалентна модулю упругости бетона $E_6 = 1 \cdot 10^5 \text{ кг} \cdot \text{с}/\text{см}^2$. Каждый струнный преобразователь имеет паспорт, в котором представлена справочная информация о метрологических характеристиках датчика и градуировочная характеристика.

Устройство тензометра струнного типа заключается в следующем: струна закреплена в нишпелях у анкеров. Рабочий участок струны длиной 100

мм выделен промежуточной опорой, представляющей собой упругую диафрагму. В центре этого участка расположен электромагнит, провода от которого выведены на кабель. В месте сочленения трубок полость датчика закрыта сифоном.

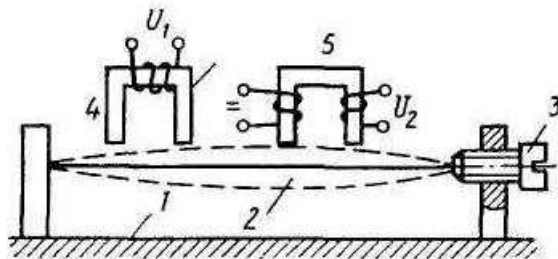


Рисунок 8.4 – Струнный тензометр

В настоящее время наибольшее распространение в изучении напряжений в плотинах получили тензометры струнного типа так как они обладают широким диапазоном воспринимаемых данных нагрузок, высокой точностью и возможностью установки в розетки от 2 до 9 тензометров в одной.

Исходя из этого на проектируемой ГЭС будут устанавливаться тензометры струнного типа, поэтому в дальнейшем рассмотрим работу струнных тензометров.

8.1.6 Принцип действия струнного преобразователя

При деформации конструкции изменяется натяжение стальной проволоки и, соответственно, резонансная частота. Возбуждая колебания струны электрическим импульсом, внутренняя электромагнитная катушка измеряет резонансную частоту и, следовательно, ее натяжение, получая измерение деформации конструкции.

В бетонных плотинах количество тензометров в розетке определяется схемой работы сооружения. Для гравитационных плотин в широких створах, характерно плоское, а в узких створах объемное напряженное состояние. Основное условие прочности бетонной плотины заключается в недопущении в теле плотины растягивающих напряжений, которые вызывают появление трещин в бетоне, и как следствие увеличение фильтрации в нём.

Для контроля плоского напряженного состояния в измерительной точке устанавливается плоская розетка «дельта» (веер) (рисунок 8.6), которая состоит из обязательных четырех тензометров, расположенных в одной плоскости под углом 45° друг другу. Наличие тензометров по биссектрисам углов позволяет контролировать и уравнивать деформации, используя условие инвариантности: сумма деформаций вдоль прямоугольных координатных осей инварианта относительно любого преобразования этих осей.

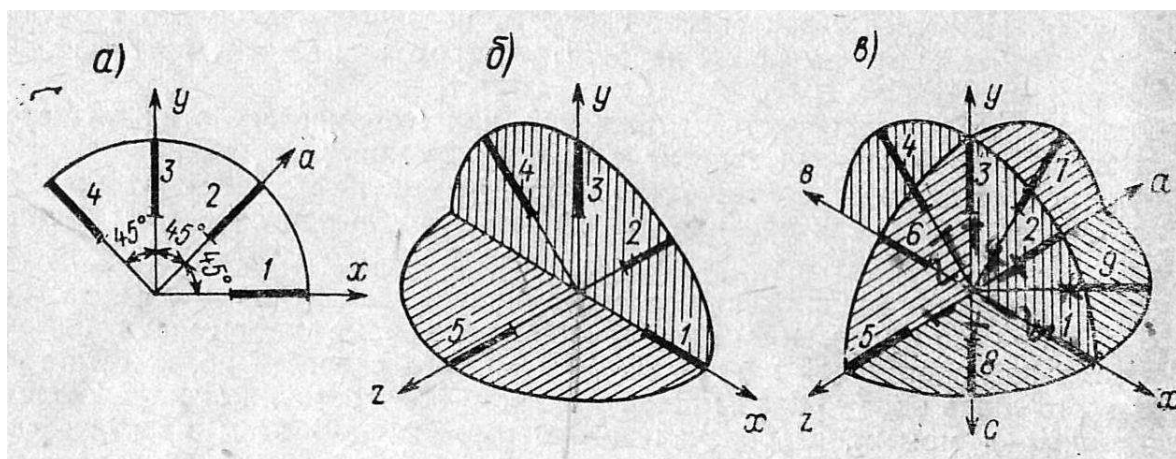


Рисунок 8.6 – Схемы тензометрических розеток

a – плоская «веер»; *б* – плоская с дополнительным тензометром, перпендикулярным плоскости розетки; *в* – объемная или пространственная «звезда»; 1 – 9 номера тензометров.

Условие инвариантности:

$$\varepsilon_{их} + \varepsilon_{иу} = \varepsilon_{и45} + \varepsilon_{и135}$$

Использование этого условия позволяет восстановить показания преобразователя, вышедшего из строя. Из опыта известно, что условие инвариантности далеко не всегда соблюдается. Если невязка между суммами деформаций не превышает $1 - 2 \cdot 10^{-5}$ относительных единиц, то производится уравнивание деформаций путем введения в них поправки за счет несоблюдения условий инвариантности.

Поправка инвариантности:

$$C = \pm \frac{(\varepsilon_{их} + \varepsilon_{иу}) - (\varepsilon_{и45} + \varepsilon_{и135})}{\varepsilon_{их} + \varepsilon_{иу} + \varepsilon_{и45} + \varepsilon_{и135}} \quad (8.1)$$

где: $\varepsilon_{их}, \varepsilon_{иу}$ – измеренная горизонтальная и вертикальная деформация соответственно, и под углом 45° к ним расположен телетензометр с деформацией – $\varepsilon_{и45}$;

$\varepsilon_{и135}$ – деформация четвертого телетензометра розетки «веер» расположенный под углом 135° .

Не соблюдение условий инвариантности, свидетельствует о том, что бетон в рассматриваемой точке недостаточно однороден и изотропен.

Изотропный материал – материал, у которого свойства упругости и пластичности одинаковые в различных направлениях

Получает деформацию с поправкой:

$$\varepsilon_i(\tau) = \varepsilon_{иi} \pm C.$$

Иногда условие инвариантности не соблюдается с самого начала измерений, что, скорее всего связано с нарушением ориентировки приборов при бетонировании блока. Бывают случаи, когда соблюдение условия инвариантности прекращалось во время укладки бетонного блока, что объясняется локальной трещиной, пересекающей ось одного из приборов.

Иногда устанавливается пятый тензометр перпендикулярно плоскости розетки, который позволяет решать вопрос о виде напряженного состояния. Если деформация в направлении пятого прибора с учетом показаний тензометра в конусе равна нулю, то имеем случай плоской деформации. Несмотря на отсутствие деформации, напряжение в направлении пятого тензометра не будет нулевым, что следует из закона Гука.

В случае объемного напряженного состояния устанавливаются объемные розетки «звезда», состоящие из девяти тензометров (рисунок 1).

Все телетензометры, составляющие тензометрическую розетку, должны располагаться в однородно напряженном бетоне во избежание больших погрешностей при определении напряжений. У напорной грани, у горизонтальной верхней поверхности блоков, где напряженное состояние неоднородно и наблюдаются большие градиенты деформаций, датчики розеток следует располагать отдельно вдоль прямой на одинаковом расстоянии от грани.

Измеренные тензометрами деформации не могут быть использованы для расчета напряжений, поскольку они содержат свободные деформации бетона, которые контролируются ненапряженными образцами или так называемыми конусами.

Конус выделяется из блока двойной формой, выполненной из листового железа в виде усеченного конуса (рисунок 8.7). Между его стенками закладываются сухие опилки, а внутрь устанавливается датчики. Податливость железных форм и засыпки исключает распространение в конусе напряжений. Одновременно с установкой ПЛДС в ненагруженный образец, так же устанавливается датчик температуры.

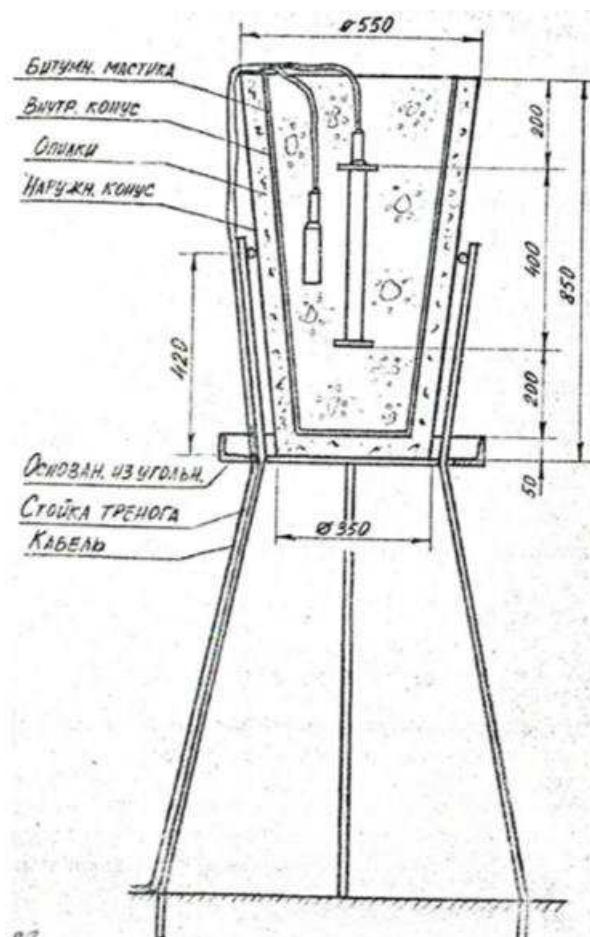


Рисунок 8.7 – Ненапряженный образец в бетоне

Вычисление измеренной деформации.

Относительная деформация, измеренная струнным телетензометром, вычисляется по изменению периода собственных колебаний струны прибора.

Вычисление измеренной деформации производится в следующем порядке:

1. Выбирается исходный отсчет, соответствующий возрасту, в котором бетон уже способен воспринимать напряжения. Обычно в практических отчетах за «нулевой» принимается отсчет в возрасте от 18 - 24 часов;
2. Отсчеты по периодометру (ненапряженный и все последующие) переводятся в частоту $f = 1/T$ (кГц);
3. Вычисляется разность квадратов частот или разность модулей;
4. Вычисляется относительная деформация по формуле (8.1).

8.2 Вычисление напряженной деформации

Напряженная деформация ε_n по каждому датчику, входящему в состав розетки, определяется разностью между измеренной деформацией, деформацией в конусе.

Порядок вычисления напряжений:

Общая формула:

$$C\varepsilon = \frac{a}{x^2} + \frac{b}{x} + c \text{ или } a \cdot x^2 + b \cdot x + c \quad (8.2)$$

где: ε – деформация;
 a, b, c – индивидуальные коэффициенты градуировочной характеристики прибора;
 x – период свободных колебаний струны датчика, частота, мкс.

1. Определяются относительные измеренные деформации по показаниям тензометров в розетке, напряженном образце и температуры в них, по индивидуальным формулам, приведённые в паспорте каждого датчика.

2. Выбираем «нулевой» отсчет, относительно которого определяется последующие напряжения. Нулевой отчет соответствует возрасту, в котором бетон уже способен воспринимать напряжения, (обычно 18 - 24 часа), считается, что это соответствует концу схватывания бетона. Нулевой отчет можно установить по графику изменения сумм деформаций по взаимно перпендикулярным направлениям или по графикам сумм приращений деформаций, исходя из условия инвариантности. В первом случае графики параллельны, во втором – практически одна линия.

Специфика деформирования бетона под нагрузкой исключает прямое использование закона Гука при вычислении напряжений по деформациям. И причиной тому является ползучесть бетона – свойство, характеризующее увеличение деформаций с течением времени при постоянной нагрузке.

Напряженное состояние в точке упругого, однородного и изотропного тела определяется, если известны:

- Нормальное напряжение при одноосном напряженном состоянии;
- Нормальные и касательные напряжения по двум взаимно перпендикулярным площадкам при двухосном напряженном состоянии;
- Нормальные и касательные напряжения по двум взаимно перпендикулярным площадкам при трехосном напряженном состоянии.

Нормальное напряжение по какой – либо площадке определяется через относительную деформацию в направлении нормали к этой площадке. Касательные напряжения определяется через деформацию сдвига, которая не может быть измерена тензометром непосредственно, но может быть вычислена по относительным деформациям, измеренным по трем направлениям. Поэтому при двухосном напряженном состоянии должны быть измерены относительные деформации по трем произвольным направлениям, а при трехосном – по шести направлениям.

Нормальные напряжения можно вычислить по формулам:

$$\begin{cases} \sigma_x = E \frac{\varepsilon_x + \mu \cdot \varepsilon_y}{1 - \mu^2}; \\ \sigma_y = E \frac{\varepsilon_y + \mu \cdot \varepsilon_x}{1 - \mu^2}. \end{cases} \quad (8.3)$$

где: E – модуль упругости;
 ε_x – горизонтальная деформация;
 ε_y – вертикальная деформация;
 μ – коэффициент Пуассона, который равен для бетона 0,2.

$$\mu = \frac{\varepsilon_{\text{пр}}}{\varepsilon_{\text{поп}}}. \quad (8.4)$$

где: $\varepsilon_{\text{пр}}$ – продольная деформация;
 $\varepsilon_{\text{поп}}$ – поперечная деформация.

Модуль упругости (упруго – мгновенных деформаций) бетона и его коэффициент Пуассона рекомендуется определять до тех пор, пока модуль упругости не станет постоянным.

Для учета переменного во времени модуля упругости бетона вычисление нормальных напряжений по формуле (2) производится методом «ступенек», для чего вычисляются:

1. Приращения относительной деформации между отчетами в две последовательные даты τ_{i-1} и τ_i (рисунок 8.8)

$$\Delta\varepsilon(\tau_i) = \varepsilon(\tau_i) - \varepsilon(\tau_{i-1}). \quad (8.5)$$

2. Приращения напряжений за те же интервалы времени:

$$\Delta\sigma(\tau_i) = E(\tau_i) \cdot \Delta\varepsilon(\tau_i). \quad (8.6)$$

где: $E(\tau_i)$ – средний модуль упругости бетона за интервал времени $\tau_i - \tau_{i-1}$.

3. Нормальные напряжения на заданный момент времени:

$$\sigma(\tau) = \sum_{\tau=\tau_0}^{\tau=t} \Delta\sigma(\tau_i). \quad (8.7)$$

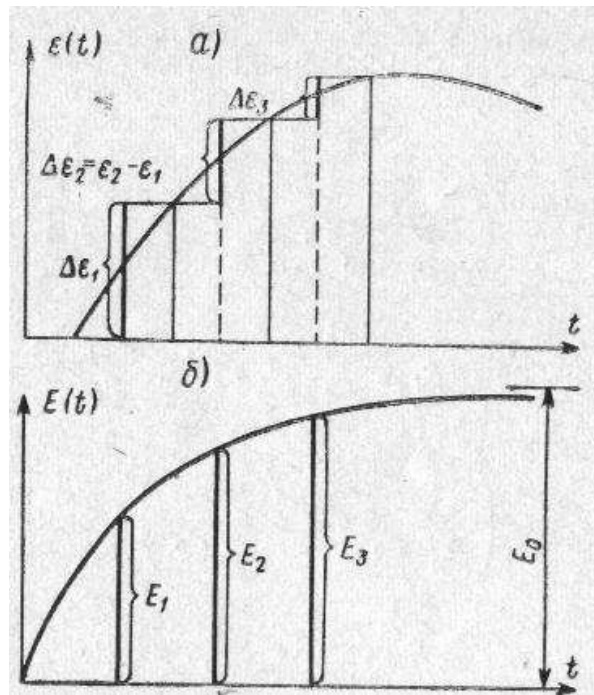


Рисунок 8.8 – Вычисление напряжений:
а – график измеренных деформаций; б – график изменение модуля упругости.

Касательные напряжения можно выразить также через нормальные:

$$\tau_{xy} = -\frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y); \quad (8.8)$$

$$tg2\varphi = -\frac{2\tau_{xy}}{\sigma_x - \sigma_y}. \quad (8.9)$$

Величина и направление главных напряжений в случае плоской задачи определяется следующим образом:

$$\sigma_{1,2} = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}\right)^2 + \tau_{xy}^2}. \quad (8.10)$$

Максимальные касательные напряжения вычисляются путем подстановки σ_1 и σ_2 в формулу:

$$\tau_{\max} = \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2}. \quad (8.11)$$

Если напряженное состояние упруго – ползучего тела, каким является бетон, вызвано внешними силами, то ползучесть не изменяет напряженного состояния, а сказывается только на величинах деформаций. Но если напряженное состояние вызвано вынужденными деформациями (изменением

температуры, влажности и т. д.), то ползучесть бетона оказывает влияние не только на величину деформаций, но и на величину напряжений, заставляя их изменяться (релаксировать) во времени.

Релаксация напряжений – это процесс уменьшения напряжений при постоянных деформациях. Релаксация, связанная с увеличением резерва прочности бетона, безусловно, относится к положительным качествам.

Для вычисления напряжений с учетом ползучести существуют различные методы. Наибольшее распространение получил метод кривых релаксаций.

Формулу для вычисления напряжения этим способом можно представить в виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sigma^*(t) = \varepsilon_0 \cdot E(\tau_0) \cdot k_p(t, \tau_0) + \sum_{i=1}^n \Delta\varepsilon_i \cdot E(\tau_i) \cdot k_p(t, \tau_i) \\ \text{или} \\ \sigma^*(t) = \sigma_0 \cdot k_p(t, \tau_0) + \sum_{i=1}^n \Delta\sigma_i \cdot k_p(t, \tau_i) \end{array} \right. \quad (8.12)$$

где: $\sigma^*(t)$ – напряжение в бетоне с учетом ползучести;

$\sigma(t)$ – начальное упруго – мгновенное напряжение, приложенное в момент времени $\tau = 0$, в частном случае $\sigma_0 = 0$;

$k_p(t, \tau_0)$ – коэффициент релаксации, то есть ордината кривой релаксации, соответствующая времени $t - \tau_i$ от начала релаксации единичного напряжения;

t – время, отчитанное от момента укладки бетона, или иначе возраст бетона;

τ_i – возраст бетона в момент приложения приращения напряжения.

Для вычисления напряжений необходимые единичные кривые релаксации для различных возрастов загрузки бетона. Их можно построить по опытным кривым ползучести, что является трудоёмкой операцией, или получить экспериментально. Обычно для проведения вычисления необходимо иметь семейство кривых релаксаций не менее чем для 1 – 7 возрастов, для 3, 7, 14, 28, 90, 180, 365 и более дней.

Для перевода деформаций в напряжения необходимо располагать данными об изменении модуля упруго – мгновенных деформаций и мер ползучести. Эти данные обычно получают по результатам испытаний образцов или непосредственно в сооружении еще в строительный период.

Напряжения в бетоне плотины рассчитываются с использованием программного продукта, поскольку процесс этот весьма трудоёмкий.

Напряжённо - деформированное состояние плотины в годовом цикле наполнения-сработки водохранилища определяется сочетанием действующих нагрузок и воздействий. Основные из них для арочной плотины это гидростатическое давление воды, а также температурные воздействия, которые оказывают существенное влияние на характер работы плотины.

Рассмотрим изменения разнонаправленных напряжений в верхнем поясе арочной плотины на примере розетки N, установленной в 1.2 м от напорной грани в зоне переменного уровня (рисунок 8.9). Тензометры, установленные в двух направлениях – консольном и арочном, имеют схожий характер изменения во времени.

Экстремальные значения консольных напряжений наблюдаются: минимумы в середине марта-начале апреля на этапе сработки водохранилища ниже отметки 310 м и минимальной температуре бетона (3-4°C); максимумы – в конце августа-середине сентября, когда УВБ близок к НПУ, а температура бетона близка к максимальной 13-13.5°C. Сезонные приращения напряжений консольного направления составляют 2-2.5 МПа.

Экстремумы арочных напряжений отмечаются с некоторым отставанием от консольных – в среднем на полмесяца: минимумы – в середине апреля на конечном этапе сработки водохранилища, когда бетон уже начинает прогреваться; максимумы – в конце сентября-начале октября, при снижающейся гидростатической нагрузке, в это время бетон максимально прогрет до 14-14.5°C. Сезонные размахи арочных напряжений больше консольных и составляют 9-9.5 МПа.

Также следует отметить резкое увеличение сжимающих напряжений на графиках в период опорожнения водохранилища ниже отметки установи розетки (504 м), когда на бетон начинает действовать наружный воздух.

Этот небольшой анализ подтверждает вышесказанное о том, что на напряженное состояние арочной плотины влияют как гидростатическая нагрузка, так и температурная составляющая.

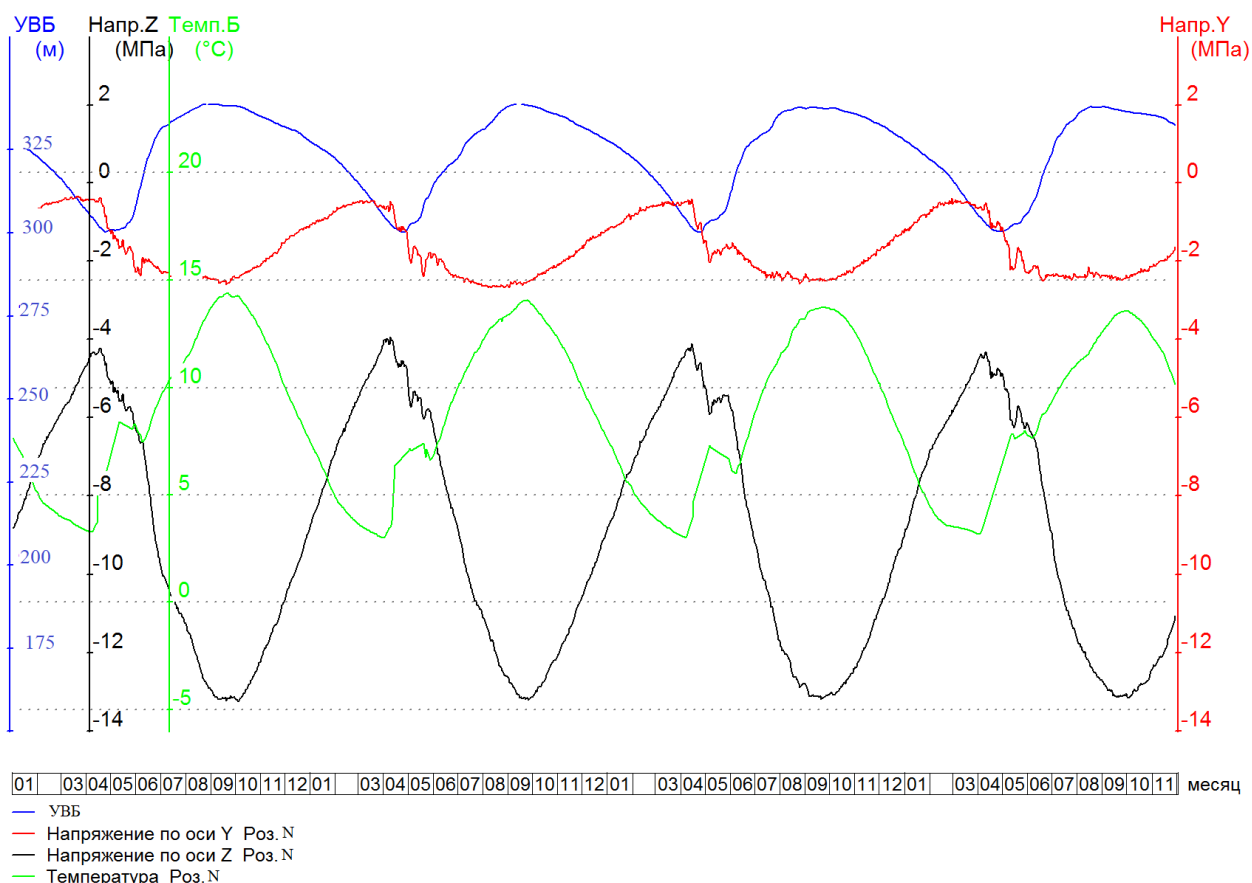


Рисунок 8.9 - Напряжения и температура в розетке N, установленной в 1.2 м от напорной грани на отм. 304 м

Для арочной плотины характерны пространственная работа бетона; высокий уровень объемного сжатия; передача усилий на берега; высокая чувствительность НДС к неоднородности геологической среды; возможное нарушение монолитности контакта “бетон-скала” и раскрытие шва по контакту. В арочной плотине анализируют условия передачи усилий на берега и характер распределения этой нагрузки; эпюры арочных напряжений по высоте с выделением отметки с максимальными напряжениями; распределение арочных и консольных напряжений в горизонтальных сечениях на разных отметках; глубину раскрытия радиальных швов и их связь с температурой и УВБ; степень асимметричности работы плотины и береговых примыканий.

Так для проектируемой арочной ГЭС были выбраны тензометры струнного типа, так как они нашли наибольшее применение при измерении напряжений в плотинах отечественной и современной практики. На примере было установлено, что такие тензометры наилучшим образом справляются с поставленной задачей по измерению напряжений вследствие простоты своей конструкции и возможностью установки нескольких датчиков в одной точке, так называемой розетке. Так же для лучшей точности измерений и увеличении площади охвата измеряемой зоны было принято, что на проектируемой ГЭС датчики будут

установлены схемой «звезда», так как при данном виде их расположения будут получены более точные результаты о напряжениях и самое главное о их направлении, так как при оценке работы арочной плотины необходимо анализировать перечисленные ниже показатели:

- уровень напряжений на низовой и верховой гранях (обязательно с учетом многолетней ползучести);
- усилия (деформации) в береговых примыканиях (скальных и бетонных);
- сезонное изменение радиальных и тангенциальных перемещений;
- состояние шва между арочной частью плотины и пробкой, периметрального шва;
- фильтрационное давление в берегах;
- степень асимметричности работы плотины (по сопоставлению параметров, характеризующих работ) береговых секций);
- влияние геологической среды на работу плотины (наличие тектонических разломов, глинистых прослоек и т.д.).

Телетензометры в арочной плотине, устанавливаемые для исследования напряжений, располагаются в горизонтальных и вертикальных измерительных сечениях. Количество таких сечений зависит от высоты плотины и тех задач, которые предполагается разрешить с помощью натуральных исследований (обычно от 3 до 5 сечений).

В каждом горизонтальном сечении назначаются измерительные створы так же, как для телетермометров. Следует назначать не менее трех измерительных створов в каждом горизонтальном сечении арочной части плотины: в ключе, вблизи пяты и в четверти арки.

Количество измерительных точек в створе должно быть не менее трех. Одна точка располагается у верховой, другая — у низовой грани плотины на расстоянии 0,2—0,4 м от поверхности бетона, а третья — в центре поперечного (радиального) сечения арки. Такое распределение приборов вызвано криволинейным распределением напряжений по сечению арки, возникающему в результате температурных изменений в бетоне от выделения тепла при гидратации цемента и одновременным изменением (ростом) модуля упругости бетона.

В арках крупных сечений и больших пролетов могут устанавливаться дополнительные измерительные точки, расположенные в толще массива.

Измерительные тензометрические точки, расположенные у низовой или верховой грани плотины, в соответствии с характером напряженного состояния, должны состоять из четырех рабочих тензометров и одного-двух тензометров в «конусе». Точки, расположенные в толще арки, должны состоять из пяти рабочих тензометров и одного-двух в «конусе» или в зависимости от поставленной задачи — из девяти рабочих тензометров и двух тензометров в «конусах».

В настоящее время производится большое количество тензометров различных типов. Наибольшее распространение в производстве струнных тензометров получила компания Geokon.

Они выпускают различные модификации тензометров.

Приборы для измерения деформаций Geokon серий 3900, 4200, 4202, 4210, 4911, 4911А (далее - приборы) предназначены для пропорционального измерения динамических деформаций.

Приборы для измерения деформаций Geokon применяются для измерения динамических деформаций в бетонных конструкциях, дамбах, сваях, фундаментах, мостах, туннелях и т.д.

Приборы состоят из внешних модулей (тензодатчиков) серий 3900, 4200, 4202, 4210, 4911, 4911 А, считывающих приборов (GK-401, GK-403, GK-404 или MICRO-10) и соединяющих их кабелей. Тензодатчик внешнего модуля находится в водонепроницаемом защитном кожухе между двумя концевыми опорами. В этом же кожухе находится термочувствительный элемент (термистор).

Тензодатчики данного типа имеют стабильную характеристику и используются с первичной калибровкой (поверкой) в течение всего времени эксплуатации.

Модели 4200 и 4911 используются для долгосрочных постоянных замеров в фундаментах, насыпях, мостах, дамбах, туннелях и т.д. Модель 4202 используется для установки ее в небольших бетонных основаниях. Модели 4210 и 4911А используются для установки их в больших бетонных основаниях. Модель 3900 может устанавливаться на любых проблемных участках бетонных оснований, дамб, свай, фундаментов, мостов, туннелей и т.д.

Внешние модули серий 3900,4200, 4202,4210,4911,4911А работают в комплекте со считывающими приборами моделей GK-401, GK-403, GK-404 или MICRO-10. Считывающие приборы предназначены для получения и преобразования аналоговых выходных сигналов с внешних модулей в цифровые, вывод информации на дисплей и передачи информации по интерфейсу RS-232. Также внешние модули работают в комплекте с промежуточными устройствами сбора и передачи данных моделей 8002, 8020, 8021, 8025

Основные технические характеристики представлены в таблице 8.1

Общий вид приборов представлен на рисунке 8.10.

Таблица 8.1-Основные технические характеристики датчиков

Наименование параметра	Серия внешнего модуля					
	3900	4200	4202	4210	4911	4911A
Диапазон измерения деформации, мм/м	0-5	0-5	0-5	0-5	0-5	0-5
Предел допускаемой приведенной погрешности измерения деформации, %	±0,1	±0,1	±0,1	±0,1	±0,1	±0,1
Предел дополнительной погрешности, связанной с изменением температуры во всем диапазоне, не более, %	±0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Рабочий диапазон температур, °С	-20 - +80					
Длина/ диаметр модуля, мм	203/50	153/19	51/16	250/51	1384/15	1105/13
Масса, кг	1,0	0,045	0,015	0,54	1,45	1,3
Напряжение питания, В	2,5-12					
Срок службы, не менее, лет	20					



Рисунок 8.10 - Общий вид приборов

Исходя из вышесказанного тензометрические датчики струнного типа, установленные ГЭС, будут обеспечивать необходимый контроль за напряжениями, возникающими в теле плотины. На проектируемой ГЭС так же будут устанавливаться тензометры струнного типа. Так же необходимо провести подбор и другого измерительного оборудования, что позволит более точно определять напряжения и выявлять их причины и предупреждать аварии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном проекте был запроектирован Урукхайский гидроузел, расположенный в Кабардино-Балкарии.

При возведении ГЭС были решены следующие задачи:

- Появление новых рабочих мест;
- Развитие инфраструктуры.

В результате анализа исходных данных была выбрана принципиальная компоновочная схема – приплотинная. Напорный фронт гидроузла образует арочная бетонная плотина.

По результатам водно-энергетического расчета установленная мощность Урукхайской ГЭС была принята 347 МВт и среднемноголетняя выработка электроэнергии 1,314млрд кВт·ч.

По построенному режимному полю была выбрана радиально-осевая гидротурбина – РО75-В. Минимальный напор – 68.90м, расчетный напор – 70.00 м, максимальный напор – 74.50 м. Так же был выбран гидрогенератор типа СВ 780/190-32 и маслонапорная установка МНУ1.6/1-40-2,5-2.

Были произведены расчеты плотины на прочность и устойчивость, результаты показали, что условия соблюдаются.

Для строительства Урукхайской ГЭС предлагается на первом этапе всю воду реки пропустить через строительный туннель.

Были рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС, а так же перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период строительства и эксплуатации гидроузла.

По результатам технико-экономических расчетов можно сделать вывод, что проект «Урукхайская ГЭС реке Урух», с установленной мощностью 347 МВт экономически оправдан. Проект окупится еще до его окончания, так как срок проекта составляет 300 месяцев (30 лет), а период окупаемости - 123 месяц (01.25 лет). Себестоимость электрической энергии составляет 1 руб./кВт·ч. Удельные капиталовложения 50255,5руб./кВт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Генерация и потребление ЕЭС России(сутки) [Электронный ресурс]: генерация и потребление (сутки) ОЭС ЮГА // Сайт системного оператора единой энергетической системы. – Режим доступа: <http://so-ups.ru>.Использование водной энергии.
2. 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.
3. Использование водной энергии. Часть 1. Водно – энергетические расчеты режимов ГЭС/ сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. -106стр.
4. 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.
- 5 Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
- 6) Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
7. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования». – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
8. Постановление Правительства РФ от 2 ноября 2013 г. N 986 «О классификации гидротехнических сооружений». – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013.
- 9 Погода – статистика скорости ветра [Электронный ресурс]: ветер в Кабардино - Балкарии // Атлас климата. – Режим доступа: https://www.atlas-yakutia.ru/weather/wind/climate_russia-III_wind.htm
10. СП 38.13330.2012 – Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*;
11. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
12. СНиП 2.06.06-85. 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. Строительство гидроэлектростанций в России. Учебно – справочное пособие для вузов и инженеров гидростроителей. Под ред. Ерахтин Б. М,

Ерахтин В. М. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, Москва 2007г.

15. Производство гидротехнических работ. Часть 1. Общие вопросы строительства. Земляные и бетонные работы, под редакцией д.т.н., проф. В.И. Телешева, АСВ, М.. 2012.

16. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.»

17. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.

18. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

19. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

Приложение А

Таблица А1- Гидрологический ряд реки Урух

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1955	74	108	112	134	163	153	136	99	78	69	73	90	107
1956	39	44	139	137	195	294	231	165	98	96	39	79	130
1957	60	79	104	116	169	236	212	183	118	75	62	88	125
1958	72	82	110	124	233	260	204	157	100	109	60	88	133
1959	55	78	100	105	148	253	188	133	72	29	28	74	105
1960	35	46	59	96	132	232	170	138	73	29	38	82	94
1961	75	81	104	111	143	232	192	151	93	93	86	89	121
1962	98	100	109	118	163	236	208	158	98	57	45	85	123
1963	68	81	118	146	175	262	191	151	90	60	75	86	125
1964	57	80	127	137	159	243	159	141	81	71	61	78	116
1965	64	80	102	111	190	195	176	163	95	91	69	81	118
1966	75	86	107	110	142	242	200	151	99	61	42	82	116
1967	83	115	185	234	421	462	279	179	100	93	80	87	193
1968	69	91	108	113	155	206	208	171	88	69	31	79	116
1969	73	82	120	147	195	219	214	164	99	76	55	86	127
1970	63	80	102	109	364	319	179	152	84	50	42	82	135
1971	46	77	98	118	271	264	229	161	100	58	47	70	128
1972	82	90	105	132	171	253	174	153	105	97	100	85	129
1973	75	82	107	117	173	260	202	171	163	104	120	89	139
1974	75	107	103	123	164	229	173	153	88	104	77	92	124
1975	85	104	114	151	385	322	262	214	99	136	109	106	174
1976	70	79	99	130	200	240	223	173	110	103	116	85	136
1977	81	82	101	135	179	207	184	141	85	57	100	89	120
1978	26	47	64	194	242	416	200	158	86	84	75	83	139
1979	60	79	106	113	400	390	187	160	107	110	132	83	161
1980	20	46	66	79	206	197	202	146	88	79	54	80	105
1981	73	81	107	136	326	366	211	167	91	71	97	94	152
1982	64	78	122	144	190	273	217	168	105	90	149	77	140
1983	75	82	105	113	316	292	202	157	98	81	41	140	142
1984	76	82	131	138	278	338	242	178	104	80	71	88	150
1985	75	110	134	241	449	395	286	205	156	130	105	104	199
1986	93	83	107	215	351	341	300	230	172	156	116	88	188
1987	91	100	110	194	288	247	228	181	121	116	100	99	156
1988	42	72	113	202	323	276	222	165	101	109	135	91	154
1989	101	81	120	177	273	270	209	158	96	65	51	83	140
1990	86	84	124	119	216	254	222	162	107	88	88	87	137
1991	79	82	96	109	148	228	234	173	104	88	72	86	125
1992	72	81	103	161	300	468	215	160	97	76	64	78	156
1993	63	65	118	133	222	230	179	133	76	55	24	86	115
1994	72	83	108	183	254	235	223	170	102	100	80	84	141
1995	72	81	103	151	190	193	165	158	83	56	76	81	118
1996	76	77	103	164	206	233	199	145	86	80	111	109	133

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А1

1997	73	82	105	153	176	283	186	159	96	85	63	88	129
1998	72	75	79	172	232	221	208	161	90	93	52	85	128
1999	68	94	104	112	142	177	202	165	101	78	35	79	113
2000	71	79	98	93	280	299	186	139	78	43	52	89	126
2001	71	82	107	118	256	262	187	195	109	66	75	78	134
2002	95	98	113	147	323	335	239	165	117	126	69	105	161
2003	92	85	109	173	219	246	221	200	125	109	130	89	150
2004	74	96	130	147	168	207	227	182	111	89	83	85	133
Ср.мес	70	82	108	141	233	270	208	163	100	84	75	87	135

Приложение Б

Таблица Б1- Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

p(m)	Среднегодовой		Половодье		Межень	
	год	Qср.год.м ³ /с	год	Qср.пол.м ³ /с	год	Qср.меж.м ³ /с
2	1985	199	1985	315	1986	116
4	1967	193	1967	315	1985	116
6	1986	188	1986	287	1975	108
8	1975	174	1975	268	1967	106
10	1979	163	1992	261	2003	106
12	2002	160	1979	249	1987	105
14	1987	156	2002	245	2002	103
16	1992	156	1981	243	1973	100
18	1988	154	1978	242	1982	98
20	1981	152	1988	238	1979	97
22	1984	151	1984	236	2004	95
24	2003	150	1987	228	1972	95
25	1983	142	1970	222	1990	95
27	1994	141	1989	217	1988	95
29	1982	140	1983	216	1976	95
31	1989	140	1994	213	1974	92
33	1973	140	2003	212	1996	92
35	1978	139	1971	209	1984	90
37	1990	136	1956	207	1994	90
39	1976	136	2001	205	1983	89
41	1970	135	2000	199	1958	89
43	2001	134	1998	199	1961	89
45	1958	134	1958	199	1981	88
47	1996	133	1982	198	1991	87
49	2004	132	1990	195	1989	85
51	1956	130	1973	193	1977	85
53	1972	129	1976	193	1955	85
55	1997	129	1997	191	1962	85
57	1971	128	1996	189	1997	85
59	1998	128	1957	188	1969	84
61	1969	128	1969	188	2001	84
63	2000	127	2004	186	1957	84
65	1957	125	1963	185	1965	83
67	1963	125	1993	179	1963	83
69	1991	125	1991	178	1992	82

Продолжение приложения Б

Продолжение Таблицы Б1

p(m)	Среднегодовой		Половодье		Межень	
	год	Qср.год.м ³ /с	год	Qср.пол.м ³ /с	год	Qср.меж.м ³ /с
71	1974	124	1962	177	1999	80
73	1962	123	1972	177	1995	79
75	1961	122	1995	171	1966	79
76	1977	120	1968	170	1964	78
78	1965	118	1964	169	1998	78
80	1995	117	1977	169	1968	76
82	1964	116	1961	169	1956	75
84	1966	116	1980	169	2000	73
86	1968	115	1966	169	1970	72
88	1993	115	1974	168	1971	71
90	1999	113	1965	167	1993	70
92	1955	107	1959	165	1978	66
94	1959	107	1999	160	1959	62
96	1980	105	1960	154	1980	62
98	1960	94	1955	139	1960	52

Продолжение приложения Б

Таблица Б2-Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году

месяц	Q быт 90%	Qлед	Qисп	Qф	Qрыб	Q шлюз	Q пол	QНБ	Q вдхр	Q хол	Q ГЭС	V нач	V*- дельта	V кон	Z нач ВБ	Z кон ВБ	Z ср НБ	Z НБ	Н ГЭС	Н ГЭС МВТ	Э ГЭС	Н гар	Q ВХК	
11 м	35	4	0	1	0	0	30	75	44	0	74	8,52	0,11	8,41	1960,00	1959,85	1959,93	1886,09	72,44	47	35		75	
12 м	68	4	0	1	0	0	63	292	227,5	0	290,5	8,41	0,59	7,82	1959,85	1958,73	1959,29	1893,87	64,03	164	122	164	75	
1 м	79	4	0	1	0	0	74	305	230	0	304	7,82	0,60	7,22	1958,73	1956,51	1957,62	1895,05	61,17	164	122	164	75	
2 м	94	2	0	1	0	0	91	75	-17	0	74	7,22	-0,04	7,26	1956,51	1956,72	1956,61	1886,09	69,12	45	33		75	
3 м	104	0	0	1	0	0	103	75	-29	0	74	7,26	-0,08	7,34	1956,72	1957,05	1956,89	1886,09	69,39	45	34		75	
4 м	112	-8	1	1	0	0	118	75	-44	0	74	7,34	-0,11	7,45	1957,05	1957,53	1957,29	1886,09	69,80	45	34		75	
5 м	142	-6	1	1	6	0	140	75	-72	0	68	7,45	-0,19	7,64	1957,53	1958,20	1957,87	1886,09	70,37	42	31		75	
6 м	177	0	2	1	6	0	168	75	-100	0	68	7,64	-0,26	7,90	1958,20	1958,94	1958,57	1886,09	71,08	43	32		75	
7 м	202	0	2	1	6	0	193	75	-125	0	68	7,90	-0,32	8,22	1958,94	1959,59	1959,27	1886,09	71,78	43	32		75	
8 м	165	0	2	1	6	0	156	75	-87,6	0	68,4	8,22	-0,23	8,45	1959,59	1959,91	1959,75	1886,10	72,25	43	32		75	
9 м	101	0	1	1	0	0	99	75	-24,6	0	74,4	8,45	-0,06	8,51	1959,91	1959,99	1959,95	1886,10	72,45	47	35		75	
10 м	78	0	1	1	0	0	76	75	-2	0	74	8,51	-0,01	8,52	1959,99	1960,00	1959,99	1886,09	72,50	47	35		75	
														0,00		0,00								

Продолжение приложения Б

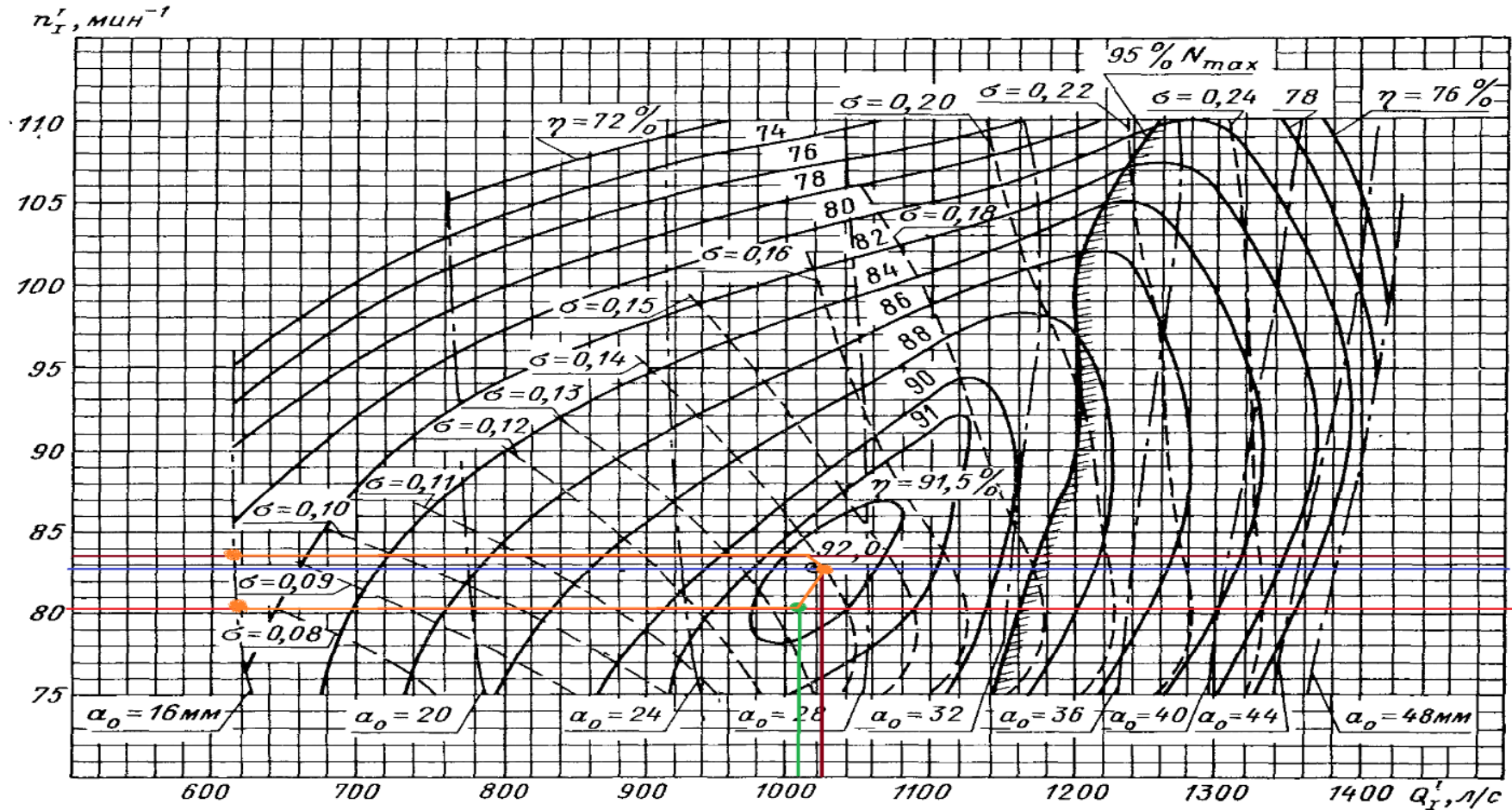
Таблица Б3- Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Система			Существующие ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС			
	Р сис	N нагр	N авар	N раб.	N нагр.	N рем	N проект.	N нагр.	N рем.	N раб.	N авар	N рем.	N рез.
1	14491	440	1449	2525	393	0	11965	14538	0	11666	1449	0	47
2	13753	430	1375	2315	415	0	11831	13768	0	11356	1375	0	15
3	13547	410	1355	2209	395	0	11338	13562	0	11255	1355	0	15
4	12855	390	1286	2104	375	0	10751	12870	0	10668	1286	0	15
5	12256	370	1226	1894	354	0	10362	12271	0	10279	1226	486	16
6	11909	360	1191	1683	343	0	10226	11926	0	10142	1191	486	17
7	11908	360	1191	1683	343	0	10225	11925	0	10141	1191	486	17
8	12253	370	1225	1894	354	0	10359	12268	0	10275	1225	486	16
9	12851	390	1285	2104	373	421	10747	12868	16	10653	1285	0	17
10	13543	410	1354	2209	393	0	11334	13560	0	11240	1354	0	17
11	13756	430	1376	2315	413	0	11828	13773	0	11347	1376	0	17
12	14490	440	1449	2525	393	0	11965	14537	0	11664	1449	0	47

Приложение В

Рисунок В1- Универсальная характеристика гидротурбины РО 75

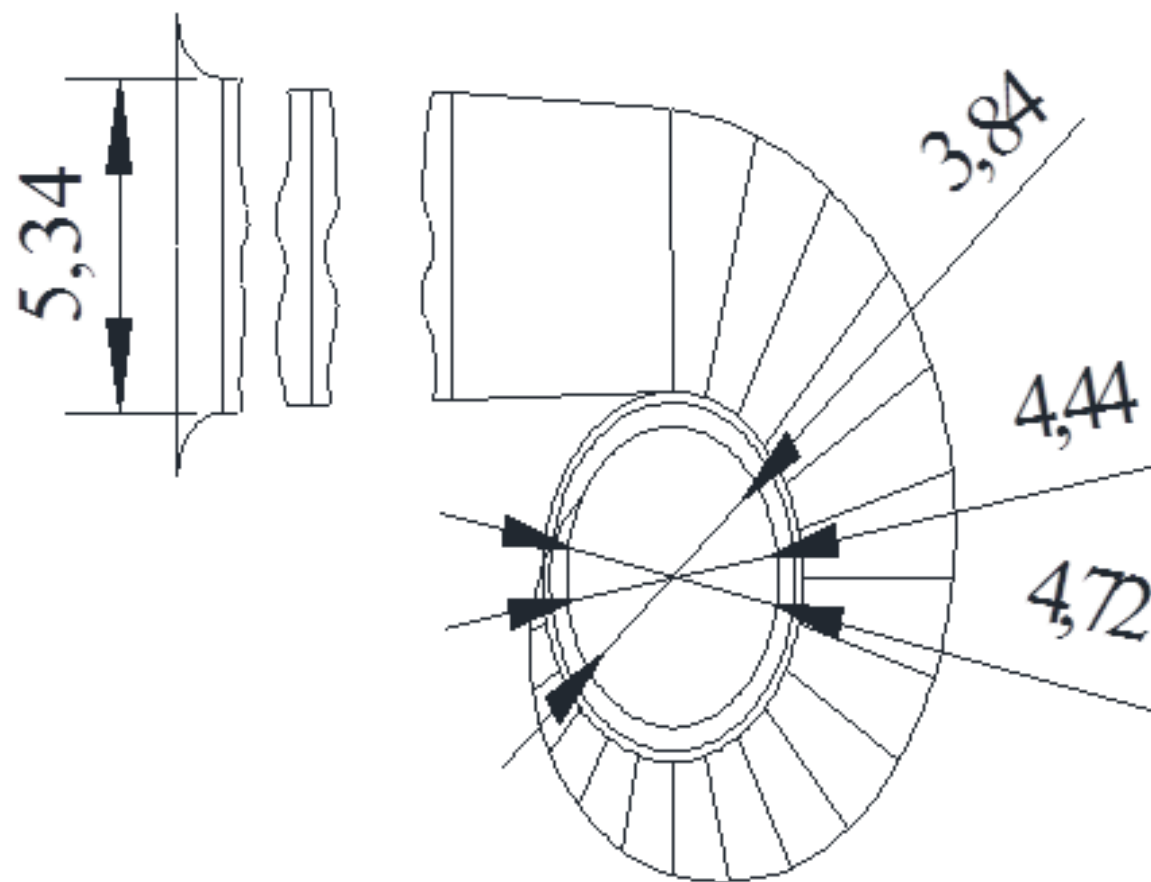
Универсальная характеристика гидротурбины РО 75/841а-В-46
№ 2625 ЛМЗ



Испытания проведены при напоре гидротурбины 4 м и $t = 20^\circ\text{C}$

Продолжение приложения В

Рисунок В2- Чертеж спиральной камеры



Приложение Г

Таблица Г1- Характеристики экскаватора ЭЖ5А

№п/п	Наименование параметра и размера	Норма
1	Вместимость ковша, м ³	5,2
2	Вместимость сменных ковшей, м ³	3,2; 4,6; 6,3; 7,0
3	Наибольший радиус копания, Rк, м	14,5
4	Наибольший радиус копания на уровне стоянки, Rкс, м	9,04
5	Наибольшая высота копания, Нк, м	10,3
6	Наибольшая высота разгрузки, Нр, м	6,7
7	Наибольший радиус разгрузки, Rр, м	12,65
8	Наибольший радиус вращения хвостовой части платформы, Rц, м	5,25 (5,9)
9	Просвет под поворотной платформой, Rк, м	1,85
10	Наибольшее усилие на подвеске ковша, кН (тс)	490 (50)
11	Расчетная продолжительность цикла при работе в отвал с поворотом 90° и высоте копания равной высоте напорного вала**, с, не более	23
12	Допускаемый угол наклона экскаватора при работе, град, не более	3
13	Допускаемый угол наклона экскаватора при передвижении, град, не более: продольный поперечный	12 3
14	Скорость передвижения, км/ч, не менее	0,55-0,77
15	Среднее давление на грунт при передвижении, кПа (кгс/см ²)	210 (2,15) 166 (1,76)
16	Номинальная мощность: сетевого двигателя, кВт трансформатора, кВа	250 40;63
17	Напряжение подводимого переменного тока при частоте 50 Гц*, В	6000
18	Теоретическая производительность, м ³ /ч, для ковша вместимостью 5,2 м ³ , не менее	814
19	Общий температурный диапазон работы, °С	от минус 45° С до плюс 45 °С
20	Срок службы экскаватора, лет	15

Продолжение приложения Г

Таблица Г2- характеристики бурового станка СБШ-200

	3СБШ-200-60	6СБШ-200-32
Диаметр скважины, мм	200 – 250	
Глубина бурения, м	до 60	до 40
Наклон оси скважины к вертикали, град	0; 7,5; 15; 22,5; 30	
Коэффициент крепости буримых пород	6...14	
Рабочее давление в гидросистеме, МПа	17,0	
Осевое усилие на забой, тс	до 30	
Максимальная скорость подачи, м/мин	2,0	
Максимальная частота вращения бурового става, мин ⁻¹	150	
Крутящий момент на буровом инструменте, кгс хм	442...607	
Скорость подъема бурового става, м/мин	24	31
Производительность компрессора, м ³ /мин	32	25
Количество штанг в кассете, шт.	5	4
Длина штанги, мм	12070	8060
Скорость передвижения, км/ч	0,75	
Среднее давление на грунт, МПа	0,1	
Суммарная установленная мощность, кВт	386	377
Габаритные размеры, м		
ширина	5,4	4,88
длина в рабочем положении	12,1	10,29
длина транспортная	17,1	12,34
высота в рабочем положении	17,32	13,83
Масса, т	62	54

Продолжение приложения Г

Таблица Г3- Объемы работ при строительстве

№ Этапа	Работы	Объем, тыс. м ³	Кол-во месяцев
	I этап		
I	Строительный туннель	222 погон.м	20
I	Обетонирование нижней части туннеля	3,1	6
I	Перемычки строительного туннеля верховая	48,5	14
I	Перемычка строительного туннеля низовая	4,6	2
	II этап		
II	Перемычка русла верховая	48,5	14
II	Перемычка русла низовая	4,6	2
II	Банкет	1,7	0,5
	III этап		
III	Котлован	423,5	8
	Бетон (J =0,48 м.час/ м3)		
III	Левобережная глухая часть до отметки УМО отм.=1956,51 (3 крана)	170,7	50
III	Станционная часть до отметки УМО отм.=1956,51	29,5	6
III	Правобережная глухая часть до отметки УМО отм.=1956,51	170,7	50
III	Плотина бетонная от УМО до ГП отм.=1970,0	13,6	11
III	Донное отверстие строительного туннеля	2,2	1
III	Пробка строительного туннеля	3,9	1
III	Приплотинное здание ГЭС	13,8	7
III	Проходка эксплуатационного туннеля	43,4	48
	IV этап		
IV	Обетонирование эксплуатационного туннеля	43,3	14
IV	Пуск 1 гидроагрегата	-	12
IV	Пуск 2 гидроагрегата	-	12
IV	Пуск 3 гидроагрегата	-	12
IV	Пуск 4 гидроагрегата	-	12

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

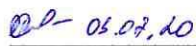
« 02 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01-Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УРУКХАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УРУХ.
ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЙ В АРОЧНОЙ ПЛОТИНЕ
ТЕНЗОМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ**

Руководитель


подпись, дата

инженер Службы
мониторинга ГТС Филиала
ПАО«РусГидро» «Саяно-
Шушенская ГЭС имени П.С.
Непорожнего»
должность

Е.В. Фирищак

инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

К.С. Шаманский

инициалы, фамилия

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Урукхайской ГЭС на реке Урух. Определение напряжений в арочной плотине тензометрическим методом»

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчеты	<u>Зайн 28.06.20</u> подпись, дата	<u>Э.Ю. Зайнелле</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>А.В. Масменников 02.07.20</u> подпись, дата	<u>А.В. Масменников</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Э.В. 03.07.20</u> подпись, дата	<u>Ришметов Э.В.</u> инициалы, фамилия
Организация и производство гидротехнических работ	<u>Э.Ю. 3.07.20</u> подпись, дата	<u>Т.Ю. Толошимова</u> инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	<u>Зайн 02.07.20</u> подпись, дата	<u>В.Б. Зайнел</u> инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	<u>М.В. 2.07.20</u> подпись, дата	<u>Караганов А.А.</u> инициалы, фамилия
Технико-экономическое обоснование	<u>В.В. 02.07.20</u> подпись, дата	<u>В.В. Манаева</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u>А.А. 02.07.20</u> подпись, дата	<u>А.А. Чабанова</u> инициалы, фамилия