

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Аксаутской ГЭС на реке Аксаут. Пневматическое хозяйство Аксаутской ГЭС».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Характеристики турбины

подпись, дата

инициалы, фамилия

Расчёт на прочность лопатки НА

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ АКСАУТСКОЙ ГЭС.....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС.....	8
1.1 Местоположение ГЭС.....	8
1.2 Климат.....	8
1.3 Гидрологические данные.....	8
1.4 Инженерно-геологические условия.....	11
2 Водно-энергетические расчеты.....	12
2.1 Выбор расчётных гидрографов для маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	12
2.2 Нахождение и корректировка средневодного года.....	13
2.3 Нахождение и корректировка маловодного года.....	14
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	15
2.5 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условиям маловодного года.....	17
2.5.1 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими ГЭС.....	17
2.5.2 Определение рабочей мощности проектируемой ГЭС. Покрытие графиков нагрузки проектируемой гидроэлектростанцией.....	18
2.6 Определение среднесуточной выработки.....	20
2.7 Покрытие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы в условиях маловодного года.....	21
2.8 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС. Расчет баланса мощности.....	22
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	23
3.1 Выбор числа и типа агрегатов.....	23
3.1.1 Режимное поле проектируемой ГЭС.....	23
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	24
3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы.....	28
3.3 Выбор типа серийного генератора.....	30
3.4 Построение рабочих характеристик гидротурбины.....	30
3.5 Построение эксплуатационной характеристики гидротурбины.....	33
3.7 Расчет и построение кинематической схемы направляющего аппарата.....	37
3.7.1 Направляющий аппарат.....	37
3.7.2 Выбор формы сечения лопатки.....	38
3.7.3 Кинематическая схема механизма поворота лопатки направляющего аппарата.....	39
3.8 Расчет деталей и узлов гидротурбины.....	41
3.9 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	44
4 Расчёт на прочность лопатки направляющего аппарата.....	45

4.1 Основные параметры и принцип действия направляющего аппарата	45
4.2 Расчет на прочность лопатки направляющего аппарата	46
4.2.1 Условная расчётная схема	46
4.2.3 Исходные данные	47
4.2.4 Расчет сосредоточенного усилия от рычага	47
4.2.5 Расчет реакций опор	50
4.2.6 Расчет моментов	50
4.2.7 Расчёт максимальных нормальных напряжений при изгибе	52
4.2.8 Расчёт лопатки на кручение	53
4.2.9 Расчет предельной прочности лопатки НА	55
4.3 Построение симметричной лопатки направляющего аппарата в программе Cosmos/M	56
5 Пожарная безопасность	65
5.1 Требования пожарной безопасности к содержанию территории, здания и помещений проектируемой ГЭС	66
5.2 Охрана труда	67
5.3 Меры безопасности при работе на высоте	69
6 Охрана окружающей среды	73
6.1 Общие сведения о районе строительства	73
6.2 Обеспечение охраны окружающей среды	74
6.3 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища	74
6.4 Отходы, образующиеся при строительстве	75
6.5 Охрана окружающей среды в период эксплуатации	76
7 Техничко-экономические показатели	77
7.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ..	77
7.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	77
7.1.2 Текущие расходы по гидроэлектростанции	77
7.1.3 Налоговые расходы	80
7.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	81
7.3 Оценка инвестиционного проекта	83
7.3.1 Методология, исходные данные	83
7.3.2 Коммерческая эффективность	83
7.3.3 Бюджетная эффективность	84
7.4 Анализ чувствительности	84
8 Пневматическое хозяйство Аксаутской ГЭС	87
8.1 Расчёт расхода и объёма воздуха для зарядки МНУ	87
8.2 Расчёт расхода и объёма воздуха для механической системы торможения ротора гидроагрегата	88
8.3 Расчёт расхода и объёма сжатого воздуха для технических нужд	90
8.4 Выбор воздухоборников	91
8.5 Магистральные воздухопроводы	92
8.6 Выбор измерительных приборов	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	94
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	96

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Водноэнергетические расчёты.....	99
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Основное и вспомогательное оборудование.....	107
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Проточная часть модели гидротурбины РО115-В.....	109
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Эксплуатационная характеристика гидротурбины РО115-В-190.....	110
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. План спиральной камеры.....	111

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ АКСАУТСКОЙ ГЭС

1. Наименование ГЭС: Аксаутская ГЭС на реке Аксаут.
2. Местонахождение ГЭС: Карачаево-Черкесия.
3. Тип проектируемой установки: Гидроэлектростанция.
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 53,99 м³/с;
 - б) максимальный поверочный расход обеспеченностью 0,01%, 361,46 м³/с;
 - в) минимальный 12 м³/с.
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока суточный;
 - б) отметки: НПУ 1490 м; УМО 1474,28 м;
 - в) объёмы: полный 0,038 км³; полезный 0,03 км³.
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 97,2 м; б) средний 91,8 м;
 - б) расчетный 86,4 м; в) минимальный 80,7 м.
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная 45,5 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии 291,38 млн. кВт·ч.;
 - в) число часов использования установленной мощности 5188 час.
8. Плотина:
 - а) деривационная, материал бетон,
 - б) максимальная высота 27 м,
 - в) длина деривации 5,6 км.
9. Здание ГЭС:
 - а) тип здания: плотинное, число агрегатов 2;
 - б) грунты в основании: скальные (гранит);
 - в) тип спиральной камеры: металлическая круглого сечения;
 - г) тип отсасывающей трубы: изогнутый;
 - д) расстояние между осями агрегатов 8 м;
10. Основное оборудование:
 - а) тип турбины PO115-B-190, диаметр 1,9 м;
 - б) тип генератора СВ-425/110-16У4, мощность 25 МВт;
 - в) МНУ 1,6/1-40-2,5-1;
 - г) ЭГР-100-4.
- 11) Технико-экономические показатели:
 - а) период окупаемости 114 мес.;
 - б) себестоимость энергии 0,34 руб/кВт·ч;
 - в) удельные капитальные вложения 78000 руб/кВт.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика и альтернативные источники энергии становятся все актуальнее. Сжигание нефти и угля сопряжено с большими расходами, в то время как использование энергии воды не требует затрат на топливо, средства уходят лишь на строительство и ремонт. При этом у ГЭС отсутствуют вредные выбросы, что положительно сказывается на экологии. Кроме того, ГЭС намного эффективнее как маневренная мощность для Единой энергосистемы: их можно запустить за пару минут, тогда как для запуска котлов ТЭЦ потребуются многие часы, а атомные электростанции запускаются сутками. Большинство ГЭС в России контролирует компания РусГидро, где при реформе РАО «ЕЭС России» были сосредоточены основные гидрогенерирующие активы страны. Эта компания объединяет более 70 объектов возобновляемой энергетики и по суммарной мощности электростанций является крупнейшей в России.

Россия обладает крупнейшим гидропотенциалом, полное освоение, которого позволило бы полностью отказаться от других источников электроэнергии. К сожалению, большая часть неиспользованного гидропотенциала сосредоточена в труднодоступных районах Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. В России на ГЭС вырабатывается почти 16% всей энергии. В настоящее время на территории страны работают 102 гидроэлектростанции мощностью свыше 100 МВт. Развитые страны уже практически полностью использовали свой гидропотенциал.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения. В данной дипломной работе спроектирована гидроэлектростанция с наиболее подходящими оборудованием, сооружениями, их компоновкой.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Местоположение ГЭС

Аксаутская ГЭС расположена в Карачаево-Черкесской Республике, на реке Аксаут.

Аксаут — бурная, многоводная, горная река, протекающая по северному склону главного хребта Большого Кавказа, левый исток Малого Зеленчука. Она берёт своё начало из Хасаутского ледника. Длина реки - 77 км, площадь бассейна - 843 км².

1.2 Климат

Климат в республике умеренно теплый, зима короткая, лето теплое, продолжительное, достаточно увлажненное. Для климата показательна большая продолжительность солнечного сияния. Средняя температура января -3,2 °С, июля +20,6 °С. Среднегодовое количество осадков от 500 до 2000 мм.

1.3 Гидрологические данные

Среднемесячные, среднегодовые и среднемноголетние расходы (м³/с) в створе ГЭС

Таблица 1.1 – Среднемесячные, среднегодовые и среднемноголетние расходы в створе ГЭС за период 1949-1998 гг.

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1949	33	48	49	70	81	101	78	53	38	31	30	27	53
1950	19	23	48	55	61	118	65	60	45	39	33	16	49
1951	26	35	46	51	68	95	85	67	47	37	30	26	51
1952	32	36	48	55	93	104	82	57	44	40	37	25	54
1953	24	34	44	46	59	101	75	48	29	11	12	31	43
1954	15	20	26	42	54	55	62	50	35	29	16	11	35
1955	33	36	46	50	57	93	76	55	38	37	36	36	49
1956	43	44	48	52	65	95	57	56	39	36	23	19	48
1957	30	35	51	65	70	105	76	55	38	36	32	24	51
1958	29	35	48	61	64	97	74	51	36	33	28	26	49
1959	28	35	45	53	76	105	79	59	38	36	30	29	51
1960	33	38	47	48	57	95	80	55	39	35	24	18	47
1961	32	36	48	52	55	77	74	65	40	37	37	34	49
1962	30	32	37	40	59	69	54	46	33	28	14	13	38
1963	32	36	52	65	78	88	86	60	40	37	30	23	52
1964	28	35	45	49	121	76	72	55	34	34	20	18	49
1965	20	34	43	54	108	106	92	58	40	27	23	20	52
1966	36	40	46	58	68	101	83	56	42	41	39	36	54

Продолжение таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1967	33	36	45	56	69	104	81	62	50	42	41	37	55
1968	33	45	47	54	66	92	78	56	42	39	35	32	52
1969	38	46	50	71	154	129	105	78	54	45	42	40	71
1970	23	35	41	74	177	224	89	75	43	39	37	31	74
1971	36	36	45	60	72	83	59	51	42	35	34	25	48
1972	11	21	28	87	97	87	80	57	35	34	33	32	50
1973	26	35	47	56	59	80	75	58	50	44	43	35	51
1974	9	20	29	42	82	91	54	53	34	31	28	23	41
1975	32	49	59	88	160	241	111	83	55	42	41	39	83
1976	28	34	54	64	128	109	63	61	56	42	36	32	59
1977	33	36	48	59	126	90	81	57	50	34	33	19	56
1978	34	36	56	63	128	135	97	65	42	37	32	30	63
1979	31	36	45	56	111	119	78	55	37	35	30	22	54
1980	35	37	47	62	115	125	84	73	45	42	39	35	62
1981	36	44	49	87	115	260	91	78	48	46	40	35	78
1982	18	32	50	91	129	111	89	64	55	44	40	36	63
1983	36	45	53	79	109	108	84	58	39	35	21	26	58
1984	37	39	53	56	86	102	89	59	43	37	35	34	56
1985	33	36	42	54	85	111	63	63	42	36	35	27	52
1986	32	36	45	72	73	124	86	58	39	33	30	27	55
1987	28	29	52	59	89	92	72	48	36	30	22	10	47
1988	32	36	48	82	83	100	89	62	41	40	36	34	57
1989	32	36	45	67	76	77	66	57	34	33	32	23	48
1990	31	34	46	73	82	93	80	55	47	46	34	32	54
1991	32	36	46	68	111	113	74	58	38	37	34	27	56
1992	32	33	35	77	93	104	83	59	37	36	36	22	54
1993	27	29	39	41	60	70	84	61	44	41	30	27	46
1994	27	31	40	51	112	120	75	52	37	31	21	17	51
1995	31	36	47	55	102	105	75	71	43	33	31	25	55
1996	40	43	50	65	98	134	96	64	50	47	42	29	63
1997	37	40	48	77	88	90	89	73	55	50	44	38	61
1998	33	42	57	65	67	83	91	66	44	36	35	35	55

Кривые связей расходов и объёмов воды в створе Аксауской ГЭС показаны на рисунке 1.1 и 1.2. Данные для построения кривых зависимости сведены в таблицу 1.2

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$Z_{ВБ}, м$	$V, км^3$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
1466	0	1390	0	1390	0
1468	0,004	1390,73	5,3	1390,73	6,4
1470	0,007	1391,14	9,8	1391,14	12,2
1472	0,010	1391,45	14,4	1391,45	18,5

Продолжение таблицы 1.2

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$Z_{ВБ}, \text{ м}$	$V, \text{ км}^3$	$Z_{НБ}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
1474	0,013	1391,69	19,3	1391,69	24,3
1478	0,018	1392,06	29,4	1392,06	34,5
1480	0,020	1392,39	39,2	1392,39	44,2
1482	0,022	1392,59	45,3	1392,59	50,1
1484	0,024	1392,73	49,8	1392,73	55,3
1486	0,026	1392,88	54,3	1392,88	61,5
1490	0,030	1393,1	60,6	1393,1	67,8

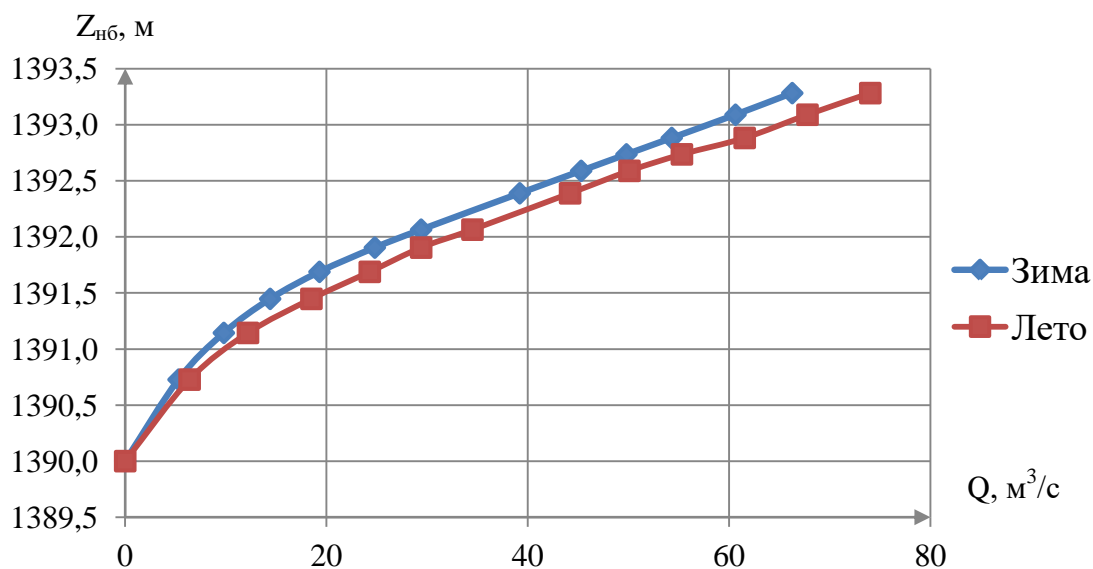


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

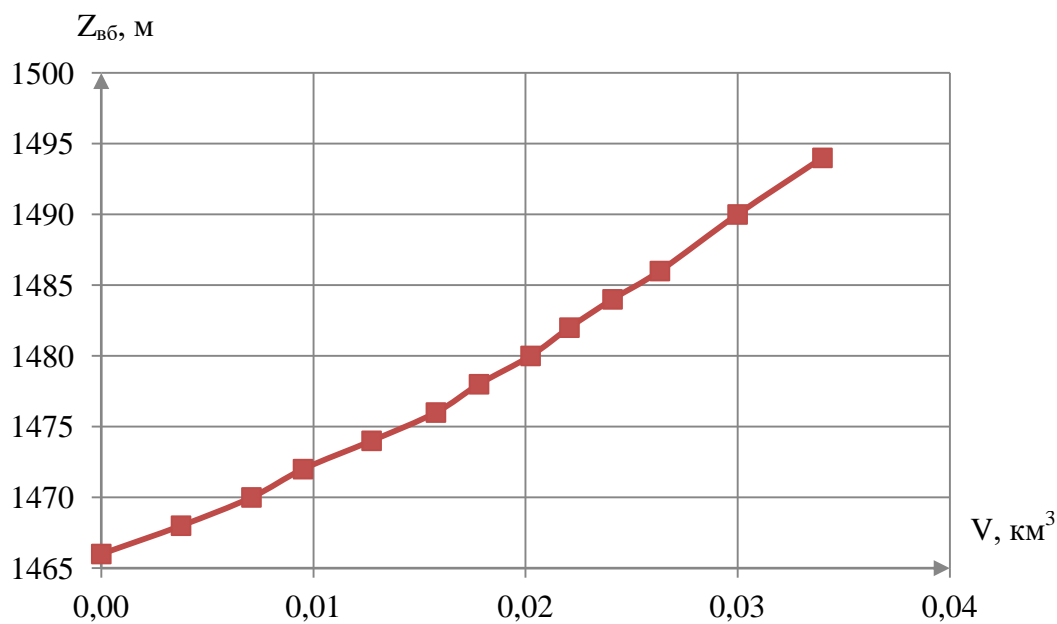


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

Таблица 1.3 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Шлюзование	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Сан.попуск	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12

1.4 Инженерно-геологические условия

Аксаут берет начало из Хасаутского ледника горах Большого Кавказа. Рельеф в районе истока горный, имеются выходы скальных пород.

Основное богатство недр Карачаево-Черкесии составляют медные руды и цементные известняки. Так же имеются месторождения руд вольфрама, кобальта, свинца, цинка урана и каменного угля. Есть места добыч драгоценных металлов, таких как золото и серебро.

В месте проектирования Аксаутской ГЭС в основном преобладают залежи гранита. У реки имеется множество порогов и перекатов. Берега крутые, скалистые, местами представляют собой узкий каньон.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Выбор расчётных гидрографов для маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

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

где $P(m)$ – обеспеченность;

m – порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в бывающем порядке;

n – общее число ряда.

Результаты расчётов представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – средние расходы за год в маловодный и средневодный период

m	P, %	Годы	Q _{пол} , М ³ /с	Годы	Q _{меж} , М ³ /с	Годы	Q _{ср} , М ³ /с
1	2	1975	137	1975	45	1975	83
2	4	1970	128	1969	45	1981	78
3	6	1981	126	1997	45	1970	74
4	8	1969	107	1996	43	1969	71
5	10	1978	98	1981	43	1982	63
6	12	1982	97	1967	41	1996	63
7	14	1980	92	1998	40	1978	63
8	16	1996	91	1976	40	1980	62
9	18	1983	88	1980	40	1997	61
10	20	1976	85	1973	40	1976	59
11	22	1991	85	1966	40	1983	58
12	24	1979	84	1984	40	1988	57
13	25	1965	84	1982	39	1991	56
14	27	1997	83	1968	39	1984	56
15	29	1988	83	1990	39	1977	56
16	31	1992	83	1978	38	1967	55
17	33	1977	83	1988	38	1998	55
18	35	1986	83	1961	38	1995	55
19	37	1994	82	1952	37	1986	55
20	39	1995	82	1955	37	1979	54

Продолжение таблицы 2.1

m	P, %	Годы	Q _{полн} , м ³ /с	Годы	Q _{меж} , м ³ /с	Годы	Q _{ср} , м ³ /с
21	41	1972	82	1949	37	1990	54
22	43	1984	79	1983	36	1952	54
23	45	1952	78	1971	36	1992	54
24	47	1990	77	1977	36	1966	54
25	49	1949	77	1956	36	1949	53
26	51	1963	75	1985	36	1985	52
27	53	1985	75	1991	36	1963	52
28	55	1964	75	1963	36	1965	52
29	57	1998	75	1970	36	1968	52
30	59	1959	74	1951	35	1957	51
31	61	1967	74	1995	35	1959	51
32	63	1957	74	1957	35	1994	51
33	65	1966	73	1959	35	1951	51
34	67	1951	73	1986	34	1973	51
35	69	1987	72	1979	34	1972	50
36	71	1950	72	1958	34	1955	49
37	73	1958	70	1989	34	1961	49
38	75	1968	69	1960	33	1964	49
39	76	1989	69	1992	33	1958	49
40	78	1960	67	1950	32	1950	49
41	80	1955	66	1964	30	1989	48
42	82	1953	66	1993	30	1971	48
43	84	1973	66	1965	30	1956	48
44	86	1956	65	1987	30	1960	47
45	88	1971	65	1994	29	1987	47
46	90	1961	64	1972	28	1993	44
47	92	1974	64	1962	27	1953	43
48	94	1993	64	1953	27	1974	41
49	96	1962	54	1974	25	1962	38
50	98	1954	53	1954	22	1954	35

2.2 Нахождение и корректировка среднегодового года

Для заданной расчетной обеспеченности ($P=50\%$) на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1949 и 1985 годы. Интерполируем значение расхода для 50% обеспеченности.

Среднеполоводное базовое значение для 50% обеспеченности $76,6 \text{ м}^3/\text{с}$.
Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности $35,9 \text{ м}^3/\text{с}$.

Вычисляем коэффициенты приведения по половодью и межени для сравниваемых лет:

1949 год:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{база(половодье)}}}{Q_{1949 \text{ по половодью}}} = \frac{77}{76,6} = 1,01; \quad (2.2)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{база(межень)}}}{Q_{1949 \text{ по межени}}} = \frac{35,9}{36,5} = 0,98; \quad (2.3)$$

1985 год:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{база(половодье)}}}{Q_{1985 \text{ по половодью}}} = \frac{77}{75,2} = 1,02. \quad (2.4)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{база(межень)}}}{Q_{1985 \text{ по межени}}} = \frac{35,9}{35,8} = 1,003. \quad (2.5)$$

Год, приведенные коэффициенты которого будут ближе к 1, будет средневодным годом. Исходя из полученных значений коэффициентов, средневодным будет 1985 год.

Произведем корректировку расходов 1985 года с учетом коэффициентов приведения.

Таблица 2.2 – Данные расходов с учётом коэффициентов приведения.

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср}
Q50% исход.	33	36	42	54	85	111	63	63	42	36	35	27	52
Q50% привед.	33	36	42	55	87	114	65	64	42	36	36	27	52

2.3 Нахождение и корректировка маловодного года

Далее по значениям среднегодовых расходов $P=90\%$ обеспеченности соответствует 1993 г.

В внутригодовом распределении для половодья и межени на 90% обеспеченность попал 1961 и 1972, которые принимаем за базовые.

Тогда базовое значение по половодью для 90% обеспеченности равно 64,4 м³/с, а для межени 27,8 м³/с.

Вычисляем коэффициенты приведения по половодью и межени:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{база(половодье)}}}{Q_{1993 \text{ по половодью}}} = \frac{64,4}{63,6} = 1,01. \quad (2.6)$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{база(межень)}}}{Q_{1993 \text{ по межени}}} = \frac{27,8}{29,6} = 0,93. \quad (2.7)$$

Произведем корректировку расходов 1993 года с учетом коэффициентов приведения.

Таблица 2.3 – Данные расходов с учётом коэффициентов приведения

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.}
Q90% _{исход.}	27	29	39	41	60	70	84	61	44	41	30	27	46
Q90% _{привед.}	26	28	37	41	60	70	85	62	42	39	29	26	46

После полученных расчетов находим расходы маловодного года с корректировкой и строим гидрограф.

Таблица 2.4 – Данные расхода с учётом корректировки

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.}
Q50%	33	36	42	55	87	114	65	64	42	36	36	27	53
Q90%	26	28	37	41	60	70	85	62	42	39	29	26	46
Q50% - Q90%	7	9	5	14	27	43	-20	3	0	-2	7	1	
Исправление	-3	-2	-2	-4	-12	-25	29	0	6	9	-2	0	
Исправленное	30	34	40	51	75	89	94	64	48	45	34	27	53

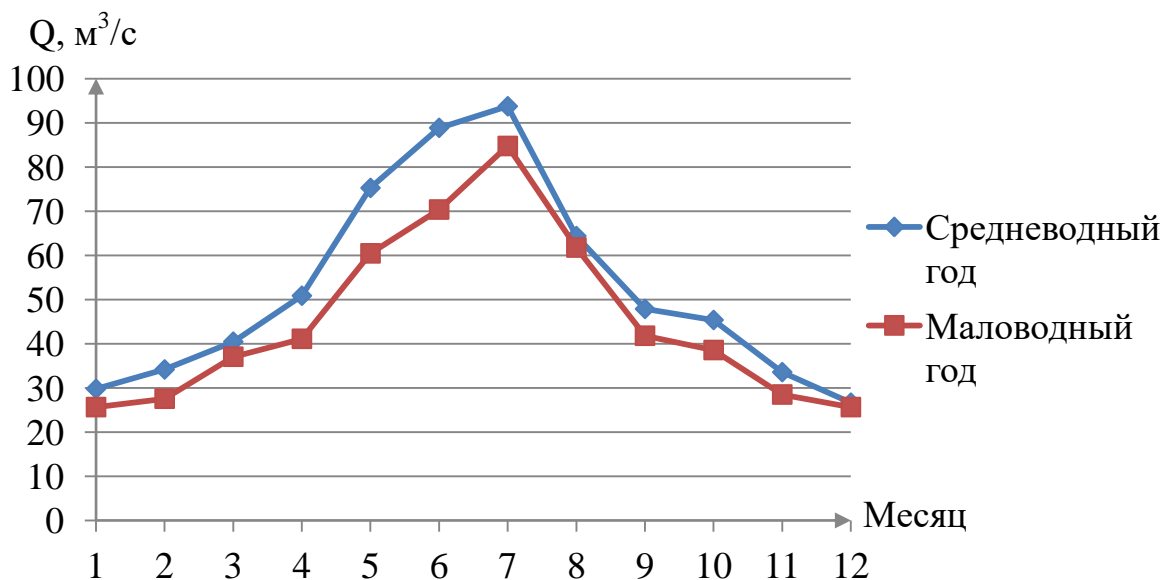


Рисунок 2.1 – Гидрограф реки Аксаут

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Используя данные из суточного графика, построим годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.

Для построения годовых графиков нагрузки необходимо найти значения коэффициентов a и b .

Коэффициенты a и b определяются из максимальных и средних значений потребления по следующим формулам:

$$a_{max} = \frac{P_{max.зим} + P_{max.летн}}{2} = \frac{360 + 280}{2} = 320; \quad (2.8)$$

$$a_{cp} = \frac{P_{cp.зим} + P_{cp.летн}}{2} = \frac{274 + 197}{2} = 235,5; \quad (2.9)$$

$$b_{max} = \frac{P_{max.зим} - P_{max.летн}}{2} = \frac{360 - 280}{2} = 40; \quad (2.10)$$

$$b_{cp} = \frac{P_{cp.зим} - P_{cp.летн}}{2} = \frac{274 - 197}{2} = 38,5; \quad (2.11)$$

где $P_{cp.зим}$, $P_{cp.летн}$ – зимняя и летняя среднемесячные нагрузки энергосистемы.

$P_{max.зим}$, $P_{max.летн}$ – зимний и летний максимумы годовой нагрузки энергосистемы;

Значения для графика рассчитываются по формуле:

$$P_t = a + b \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15); \quad (2.12)$$

где t – порядковый номер месяца в году

Были найдены максимальные и среднемесячные нагрузки Карачаево-Черкесской РДУ для каждого месяца, результаты занесены в таблицу 2.5

Таблица 2.5 – Годовые максимальные и среднемесячные нагрузки РДУ

t	α	$\cos(\alpha)$	$P_{max}(t)$	$P_{cp}(t)$
1	0,3	1,0	359	273
2	0,8	0,7	348	263
3	1,3	0,3	330	245
4	1,8	-0,3	310	226
5	2,4	-0,7	292	208
6	2,9	-1,0	281	198
7	3,4	-1,0	281	198
8	3,9	-0,7	292	208
9	4,4	-0,3	310	225
10	5,0	0,3	330	245

Продолжение таблицы 2.5

t	α	$\cos(\alpha)$	$P_{\max}(t)$	$P_{\text{ср}}(t)$
11	5,5	0,7	348	263
12	6,0	1,0	359	273

Согласно полученным данным был построен график мощностей (рис. 2.2)

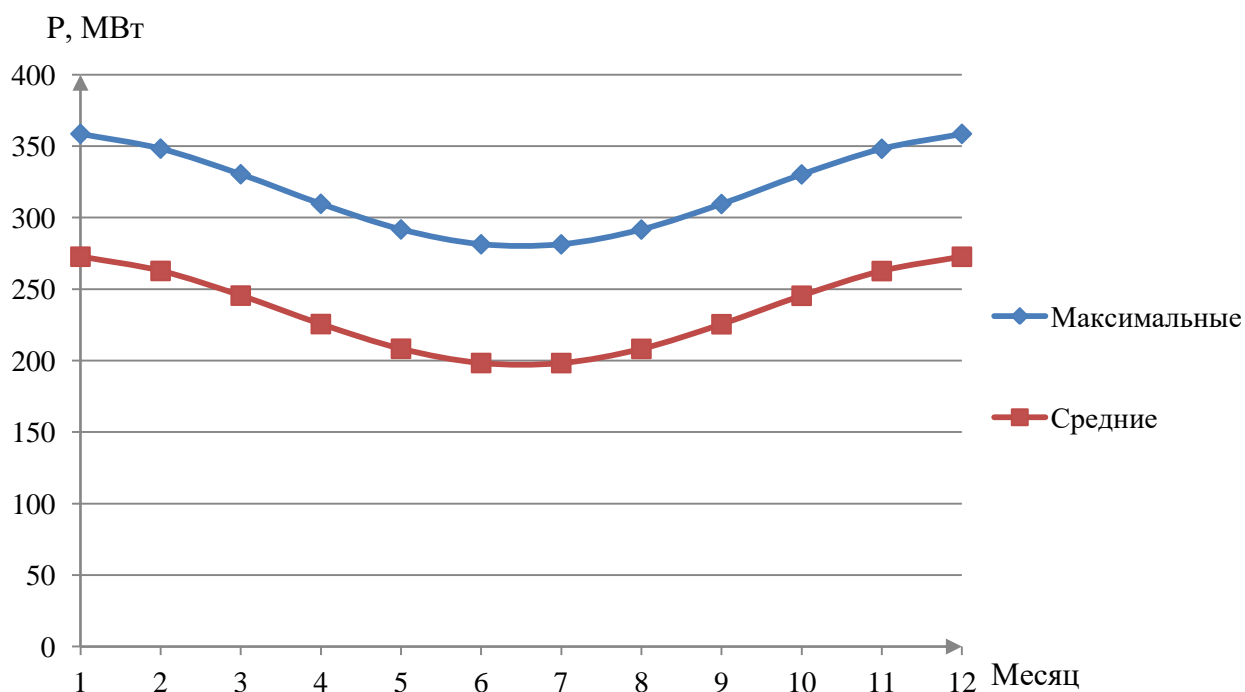


Рисунок 2.2 – График максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.5 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условиям маловодного года

Основной задачей ВЭР является определение рабочих мощностей, УМО, определение полезного объема водохранилища.

Расчет сработки – наполнения водохранилища суточного регулирования начинается с построения ИКН и определения зоны работы существующих и проектируемой ГЭС.

2.5.1 Покрывание графиков нагрузки энергосистемы существующими ГЭС

В состав Карачаево-Черкесского РДУ входят ГЭС с суточной гарантированной выработкой энергии:

$$Э_{\text{ср.сут}} = 3,5 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч.}$$

Определим суточную выработку по январю и декабрю, добавив к приведённой выработке 20%, взятых от нее:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}(\text{зима}) = 4,2 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}(\text{лето}) = 2,8 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}.$$

Тогда мощность среднесуточная:

$$N_{\text{ср.сут}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}}{24} \cdot 1000 = \frac{3,5}{24} \cdot 1000 = 145,8 \text{ МВт.} \quad (2.13)$$

Расчеты в каждом месяце ведутся с учетом того, что зимняя среднесуточная выработка больше на 20% среднесуточной, а летняя – меньше на 20% (Таблица 2.6)

Таблица 2.6 – Среднесуточная мощность и выработка существующих ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{уст}}$, МВт	206	189	175	163	155	138	138	155	163	175	189	206
$N_{\text{ср.уст}}$, МВт	175	158	146	136	129	117	117	129	136	146	158	175
$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}$, млн.кВт·ч	4,2	3,8	3,5	3,3	3,1	2,8	2,8	3,1	3,3	3,5	3,8	4,2

2.5.2 Определение рабочей мощности проектируемой ГЭС. Покрытие графиков нагрузки проектируемой гидроэлектростанцией.

На этом этапе рассчитываются рабочие мощности проектируемой ГЭС, для определения которых потребуется вычисление мощностей, и соответствующих им выработок:

$$N_{\text{гар}} = kQ_i H_i \quad (2.14)$$

где $N_{\text{гар}}$ – мощность по водотоку;

k – Коэффициент мощности, равный 8,8;

Q_i – Расход в данном месяце;

H_i – Напор в данном месяце;

$$\mathcal{E}_{\text{гар}} = 24 \cdot N_{\text{гар}} \quad (2.15)$$

где $\mathcal{E}_{\text{гар}}$ – выработка по водотоку;

$$N_{\text{баз}} = kQ_{\text{сп}} H_i \quad (2.16)$$

где $N_{\text{баз}}$ – мощность по санпопуску;

$Q_{\text{сп}}$ – выработка базовая;

$$\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{гар}} - \mathcal{E}_{\text{баз}} \quad (2.17)$$

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{пик}} + N_{\text{баз}} \quad (2.18)$$

где $N_{\text{раб}}$ - рабочая мощность проектируемой станции в рассматриваемом месяце;

$N_{\text{пик}}$ – пиковая мощность, которая принимается по ИКН при определении зоны работы станции в пиковой части суточного графика нагрузки

Зная значения $N_{\text{баз}}$, $\mathcal{E}_{\text{баз}}$, $N_{\text{пик}}$ и $\mathcal{E}_{\text{пик}}$ определяется зона работы проектируемой ГЭС в базовой и пиковой части нагрузки, вписывая треугольники с соответствующими катетами.

Сработка – наполнение начинается с отметки НПУ = 1490 м. Часом начала сработки принимается час, в котором рабочая мощность близка или равна максимальной мощности проектируемой ГЭС в данном месяце

В Приложении А приводится расчет сработки – наполнения водохранилища в маловодном году. Изменение мощности в часы до полного цикла сработки – наполнения. В таблицу 2.7 сведены расчёты рабочих мощностей при условии маловодного года.

Таблица 2.7 – Расчет рабочей мощности Аксаутской ГЭС при условиях маловодного года

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар}}$, МВт	21	22	30	34	46	46	46	46	36	30	22	21
$\mathcal{E}_{\text{гар}}$, млн. кВтч	0,50	0,53	0,72	0,82	1,20	1,34	1,34	1,22	0,86	0,72	0,53	0,50
$N_{\text{баз}}$, МВт	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
$\mathcal{E}_{\text{баз}}$, млн. кВтч	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
$\mathcal{E}_{\text{пик}}$, млн. кВтч	0,25	0,28	0,47	0,57	0,95	1,09	1,09	0,97	0,61	0,47	0,28	0,25
$N_{\text{пик}}$, МВт	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
$N_{\text{раб}}$, МВт	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46

После расчёта рабочих мощностей ГЭС строится график сработки – наполнения водохранилища (рис.2.3) на котором отражаются графики каждого месяца.

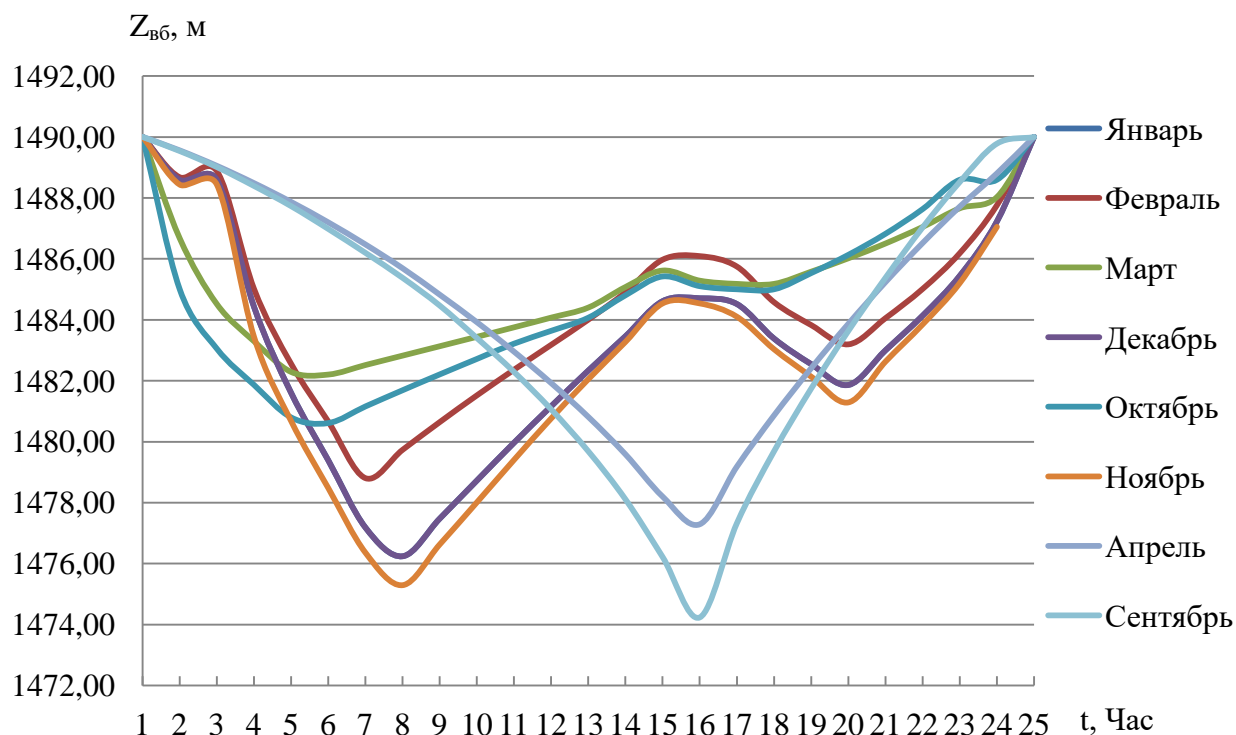


Рисунок 2.3 – График сработки – наполнения водохранилища Аксаутской ГЭС

2.6 Определение среднегогодовой выработки

В случае суточного регулирования среднегогодовой выработка рассчитывается путем вычисления согласно сработке маловодного года.

В каждом месяце в итоге ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году были определены рабочие мощности каждого часа и соответствующая им выработка:

$$\mathcal{E} = \frac{N_{\text{раб}} \cdot t}{1000} \quad (2.19)$$

Для определения среднемесячной выработки необходимо сумму выработок каждого часа умножить на количество дней в месяце:

$$\mathcal{E} = \Sigma \mathcal{E}_{\text{январь}} \cdot 31, \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.20)$$

Расчет для каждого месяца сведен в Таблицу 2.8

Таблица 2.8 – Расчет среднегогодовой выработки

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\Sigma \mathcal{E}_{\text{сут}}$	0,50	0,53	0,72	0,82	1,09	1,09	1,09	1,09	0,86	0,72	0,53	0,50
$\mathcal{E}_{\text{мес}}$	15,5	15,37	22,32	24,6	33,79	32,7	33,79	33,79	25,8	22,32	15,9	15,5
$\mathcal{E}_{\text{млн}}$	291,38 млн. кВт·ч											

2.7 Покрывтие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы в условиях маловодного года

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

График баланса энергии строится на средних нагрузках энергосистемы (Рисунок 2.4). Указываются среднемесячные нагрузки существующих ГЭС, проектируемой ГЭС и ТЭС (Таблица 2.9)

Таблица 2.9 – Баланс энергии энергосистемы в маловодном году

t, месяц	$P_{\text{ср}}^{\text{сист}}, \text{МВт}$	$N_{\text{ср}}^{\text{сущ.ГЭС}}, \text{МВт}$	$N_{\text{ср}}^{\text{пр.ГЭС}}, \text{МВт}$
1	273	175	21
2	263	168	22
3	245	161	30
4	226	146	34
5	208	131	46
6	198	124	46
7	198	124	46
8	208	131	46
9	226	146	36
10	245	161	30
11	263	168	22
12	273	175	21

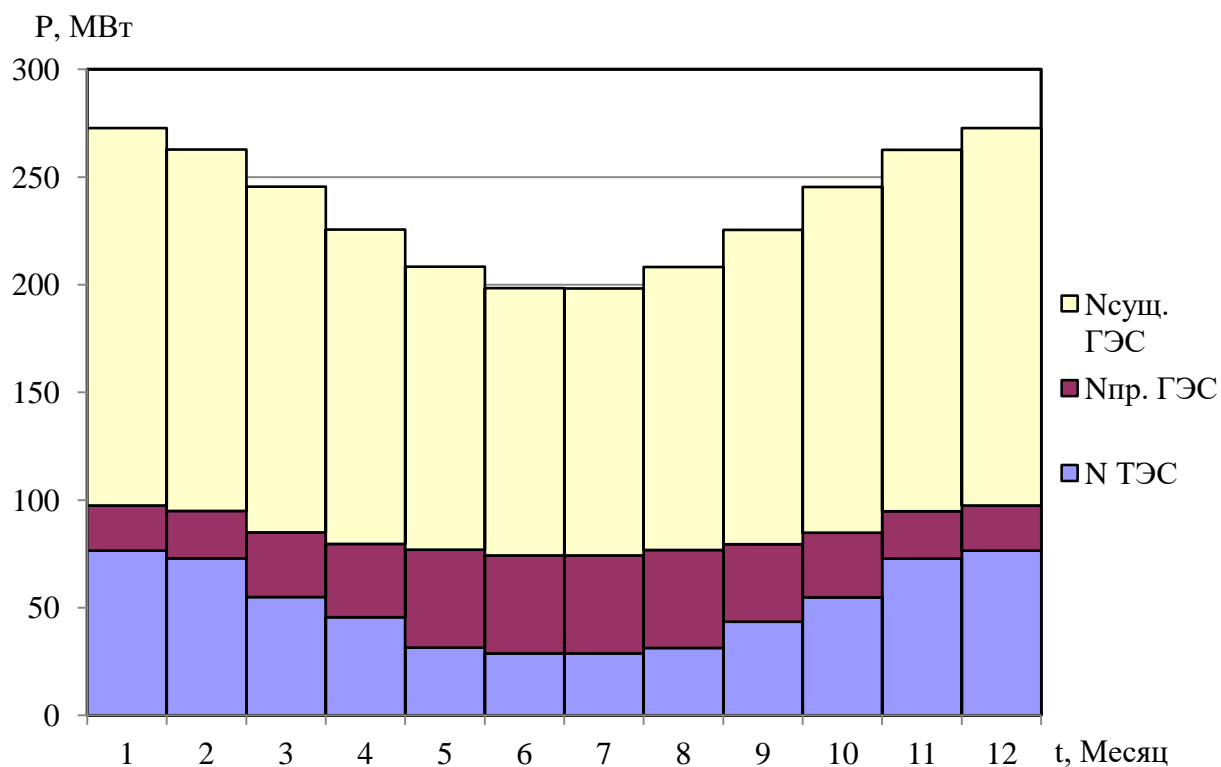


Рисунок 2.4 – Баланс энергии

2.8 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС. Расчет баланса мощности.

Дальнейшим шагом для определения установленной мощности ГЭС является построение баланса мощности, который строится на годовом графике нагрузки максимальных мощностей. Расчет приведен в таблице 2.9, график на рисунке 2.5

Таблица 2.10 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	ЭС	Проектируемая ГЭС			Существующая ГЭС				ТЭС			
	$P_{t_{max}}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{ав}$	$N_{нагр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{ав}$	$N_{рем}$
Январь	359	45	0,9		175	14	4		139	3	11	
Февраль	348	45	0,9		175	14	4		129	3	10	
Март	330	45	0,9		175	14	4		111	2	9	
Апрель	310	45	0,9		175	14	4		90	2	7	
Май	292	45	0,9		175	14	4		72	1	6	
Июнь	281	45	0,9		175	14	4		62	1	5	10
Июль	281	45	0,9		175	14	4		62	1	5	10
Август	292	45	0,9		175	14	4		72	1	6	
Сентябрь	310	45	0,9		175	14	4	29	90	2	7	
Октябрь	330	45	0,9	6	175	14	4		111	2	9	
Ноябрь	348	45	0,9		175	14	4		129	3	10	
Декабрь	359	45	0,9		175	14	4		139	3	11	

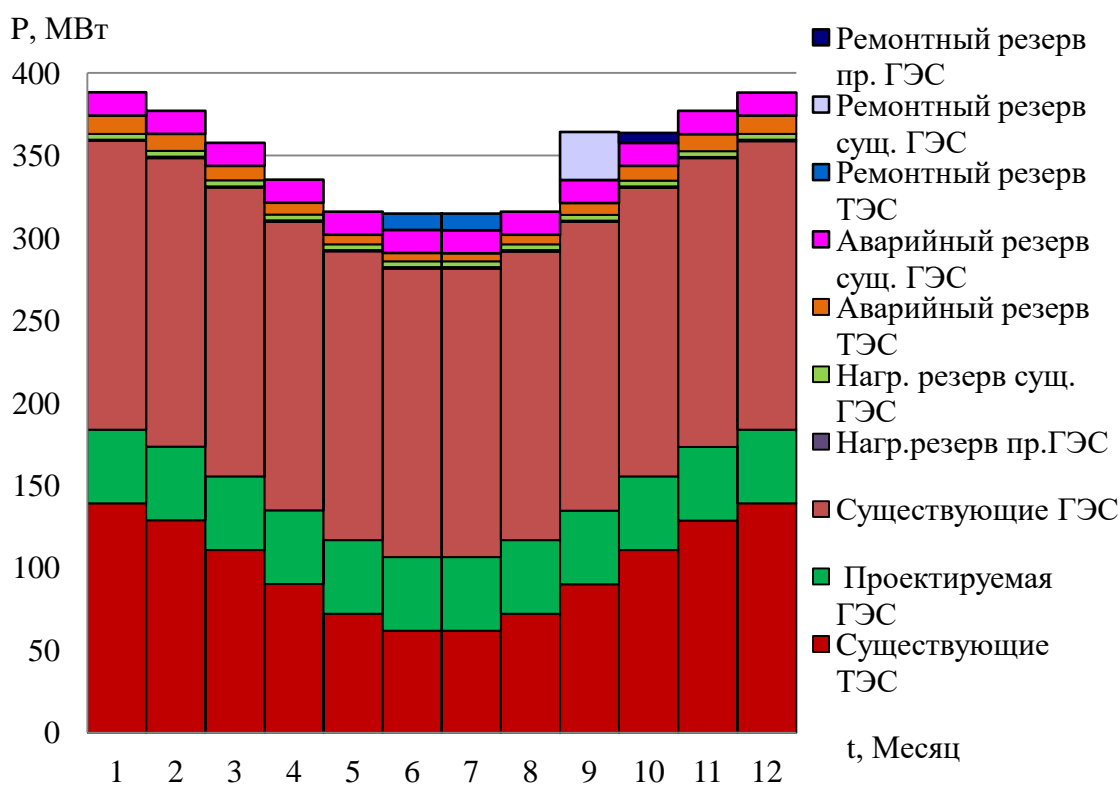


Рисунок 2.5 – Баланс мощности

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Режимное поле проектируемой ГЭС

Подбор оборудования с использованием ГУХ заключается в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин выбрать такие варианты диаметра рабочего колеса D_1 и синхронной частоты вращения n , при которых в области допустимых режимов по напору и расходу проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении и количестве установленных агрегатов. Оптимальный вариант оборудования ГЭС выбирается на базе экономического обоснования.

Необходимо определить область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничения для различных режимов (Рисунок 3.1)

Расчеты сводятся в Таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Данные расчета режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности	
$Q_{НБ}, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{ВБ}$	$H_{НПУ}, \text{м}$	$H_{УМО}, \text{м}$	$H_{расч}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
5	1390,69	98,21	82,69	88,66	107	48	68	53
10	1391,16	97,74	82,22	88,19	97	53	81	58
18	1391,63	97,27	81,75	87,72	89	58	96	61
23	1391,84	97,06	81,54	87,51	82	63		
28	1392,02	96,88	81,36	87,33				
33	1392,18	96,72	81,20	87,17				
38	1392,35	96,55	81,03	87,00				
43	1392,51	96,39	80,87	86,84				
48	1392,68	96,22	80,70	86,67				
53	1392,84	96,06	80,54	86,51				
58	1393,00	95,90	80,38	86,35				
63	1393,17	95,73	80,21	86,18				

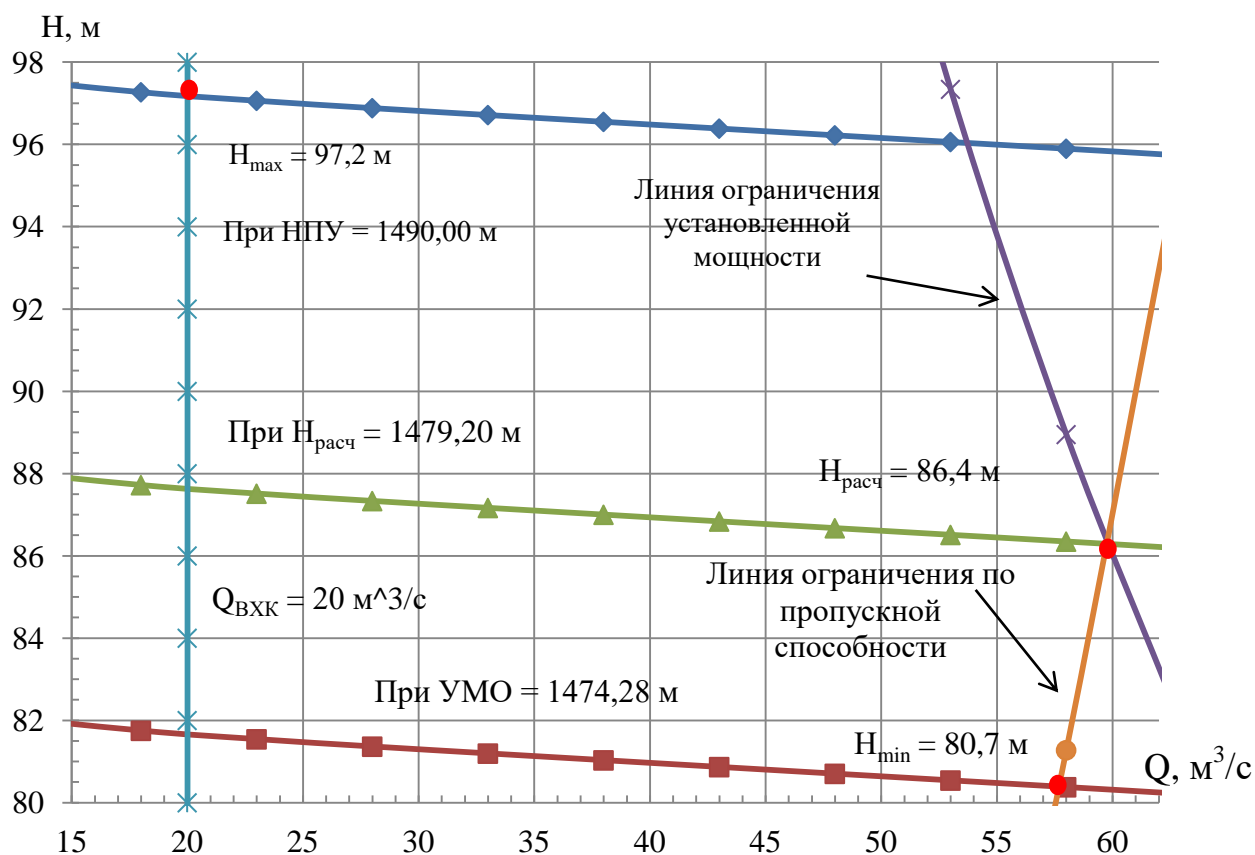


Рисунок 3.1 – Режимное поле Аксаутской ГЭС

Из построенного режимного поля видно:

- максимальный напор $H_{\max} = 97,2$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;
- расчетный напор $H_{\text{расч}} = 86,4$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора;
- минимальный напор $H_{\min} = 80,7$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Для полученного диапазона напоров по справочным материалам подбираются все возможные типы гидротурбин, при этом контролируется соблюдение трех условий:

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

2) Отношение $\frac{H_{min}}{H_{max}}$ должно быть не меньше, приведенного в справочных данных;

3) Максимальный диаметр рабочего колеса должен выбираться при учете транспортировки к проектируемой станции

Далее составляется таблица (Таблица 2) с выбранными типами гидротурбин и их параметрами при соблюдении вышесказанных условий.

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Марка	PO115-B	ПЛД115-B45°
№ УХ	22	17
$H_{пред}, м$	115	115
H_{min}/H_{max}	0,60	0,50
$n'_{1 opt}, об/м$	75	83
$Q_{1 opt}, л/с$	900	830
$\eta_{м opt}$	0,927	0,916
$Q'_{1max}, л/с$	1080	1200
$\sigma (Q'_{1max})$	0,15	0,40
$D_{1м}, м$	0,515	0,460
$H_{мод}, м$	4	4
$t_{мод}, °C$	2	7
$v_{мод}$	1,622	1,454

На ГУХ рассматриваемых турбин отмечаются расчетные точки P1, изначально проведя линию через точку оптимума.

Для выбора рабочего колеса необходимо выполнить расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов приведены в таблицах 3.3 и 3.4.

КПД натурной турбины в расчетной точке вычисляется по формуле:

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

где $\eta_M, D_{1м}, H_M$ – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1, H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

v_H, v_M – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды.

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

Мощность агрегата в расчетной точке определяется по формуле:

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

где Q'_{I_p} – приведенный расход в расчетной точке;
 $\eta_{Г}$ – средний КПД генератора.

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов рассчитывается по формуле

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

Согласно стандарту, полученное число агрегатов округляется в большую сторону, и должно быть кратно 2 или 3.

Далее уточняется мощность агрегата

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

Следующим пунктом определяется частота вращения турбины

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

где n'_{I_p} – 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 стандартное.

Для выбранного ряда диаметров гидротурбин стандартного значения а так же синхронной частоты вращения необходимо нанести линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , которые определяются по формуле

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

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

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

Рассчитывается произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

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

где 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 турбину

Затем для каждого выбранного диаметра наносятся линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , которые рассчитываются по вышесказанной формуле, а так же линии ограничения по расходам.

Таблица 3.3 – Результат расчета параметров гидротурбины РО115-В для различных значений D1

D1,м	1,4	1,6	1,8	1,9	2
КПД турб	0,929	0,931	0,932	0,932	0,933
N`арг МВт	15,035	19,663	24,914	27,773	30,787
Za`	3,026	2,314	1,826	1,638	1,478
Za	3	3	2	2	2
Naрп МВт	15,167	15,167	22,750	22,750	22,750
m(Δ1)	1,038	1,040	1,041	1,041	1,042
n с`	507,4	444,3	395,2	374,4	355,8
n син.	600,00	500,00	428,00	375,00	375,00
n1`Hmax	91,8	87,3	84,1	77,7	81,8
n1`Hp	88,7	84,4	81,2	75,1	79,0
n1`Hmin	83,6	79,6	76,6	70,8	74,5
Q1*ηр	1,097	0,840	0,996	0,894	0,807
Q1*ηmax	0,920	0,704	0,835	0,749	0,676
Q max	1,016	0,777	0,614	0,551	0,497
Q min	1,115	0,853	0,673	0,604	0,545
КПД турб	0,941	0,942	0,943	0,943	0,943

Таблица 3.4 – Результат расчета параметров гидротурбины ПЛД115-В45° для различных значений D1

D1,м	1,4	1,6	1,8	1,9	2
N`арг МВт	15,289	19,969	25,274	28,160	31,202
Za`	2,976	2,278	1,800	1,616	1,458
Za	3	3	2	2	2
Nарг МВт	15,167	15,167	22,750	22,750	22,750
m(Δ1)	1,030	1,032	1,032	1,033	1,033
nc`	559,4	489,7	435,5	412,7	392,1
n син.	600,00	500,00	500,00	428,00	428,00
n1`Hmax	92,1	87,7	98,6	89,1	93,7
n1`Hр	89,0	84,7	95,3	86,1	90,6
n1`Hmin	83,9	79,9	89,8	81,2	85,4
Q1*ηр	1,076	0,824	0,976	0,876	0,791
Q1*ηmax	0,902	0,690	0,818	0,734	0,663
Q max	0,841	0,644	0,508	0,456	0,412
Q min	0,923	0,706	0,558	0,501	0,452

Гидротурбина ПЛД115-В45° исключается из рассмотрения, так как она не прошла определение зоны работы турбины, расчетная точка расположена за линией срыва мощности, и у данной турбины не проводились кавитационные испытания. Далее рассмотрена турбина РО115-В-190. При данном диаметре точка оптимума в зоне работы гидротурбины. Зона работы представлена на универсальной характеристике (Приложение Б).

3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы.

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

- Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ;
- Работа одного агрегата с расчётной мощностью и расчетном напоре;
- Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$H_S = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{x пл}, \quad (3.11)$$

где $B=10,33$ давление в метрах водного столба,
 $Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка НБ при данном расходе,

1,5 – конструктивный запас,
 σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных условий,
 $Z_{х.пл}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО И ПЛД равна $\frac{B_{0н}}{2}$.

$$B_{0н} = B_{0м0} \cdot D_{1н} / D1 \text{ м}, \quad (3.12)$$

где $B_{0м}$ и $D1 \text{ м}$ – указаны на ГУХ (Приложение В).

Определяется высота отсасывания в трех случаях:

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ $\sigma = 0,125$, $H = 97,20\text{м}$

$$H_s = 10,33 - \frac{1392,18}{900} - 0,125 \cdot 97,20 - 1,5 + \frac{1,164}{2} = -0,79 \text{ м.}$$

2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью и расчетном напоре $\sigma = 0,126$, $H = 86,40\text{м}$

$$H_s = 10,33 - \frac{1392,31}{900} - 0,126 \cdot 86,40 - 1,5 + \frac{1,164}{2} = -3,02 \text{ м.}$$

3. Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности $\sigma = 0,089$, $H = 80,7 \text{ м}$:

$$H_s = 10,33 - \frac{1392,26}{900} - 0,089 \cdot 80,7 - 1,5 + \frac{1,164}{2} = -2,22 \text{ м.}$$

Далее определяется отметка установки рабочего колеса

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

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

Для всех вышеописанных случаев

$$\nabla Z_{р.к.} = 1392,18 + (-0,79) = 1391,39 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{р.к.} = 1392,31 + (-3,02) = 1389,29 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{p.k.} = 1392,26 + (-2,22) = 1390,04 \text{ м.}$$

Проанализировав полученные результаты, окончательно принимаем к установке гидротурбину РО115-В-190, так как её высота отсасывания соответствует допустимой, а отметка расположения рабочего колеса при самом неблагоприятном случае позволяет обеспечивать бескавитационную работу гидротурбины на всех расчетных режимах.

3.3 Выбор типа серийного генератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов, исходя из расчетного значения его номинальной мощности и синхронной частоты вращения.

В книге “Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций” под редакцией Д.С.Щавелева, в главе ”15.8 Конструкции крупных гидроагрегатов” определяется тип генератора в таблице 15.2 – 15.3 по синхронной частоте вращения и номинальной мощности. Этим перечням соответствует гидрогенератор СВ-425/110-16У4 с номинальной мощностью 25 МВт и синхронной частотой 375 об/мин

3.4 Построение рабочих характеристик гидротурбины

Для выбранной турбины рассчитывают зависимости $\eta = f(N)$, $N_s^{\text{доп}} = f(N)$ и $Q = f(N)$ при синхронной частоте вращения $n_{\text{синх}}$ для четырех значений напора (H_{max} , H_{cp} , H_p , H_{min}).

Для определения H_{cp} использовалась формула:

$$H_{\text{cp}} = (H_{\text{max}} + H_p)/2, \quad (3.14)$$

при выполнении условия $(H_{\text{max}} - H_p) > (H_p - H_{\text{min}})$.

$$H_{\text{cp}} = (97,2 + 86,4)/2 = 91,8 \text{ м.}$$

Расчет производится на основании УХ выбранной модели. Данные расчета приведены в табличной форме.

Таблица 3.5 – Значения рабочих характеристик для H_{max}

$n = 74,9 \text{ об/мин}$				$H_{\text{max}} = 97,2 \text{ м}$					
η_m	$Q', \text{ м}^3/\text{с}$	σ	η_σ	$Q_\sigma, \text{ м}^3/\text{с}$	η_n	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$N, \text{ кВт}$	$H_s, \text{ м}$	$N_\sigma, \text{ кВт}$
0,88	0,664	0,08	0,908	0,778	0,92	24	21062	0,1	25463
0,9	0,732	0,10	0,924	0,88	0,94	27	23747	-1,9	29309
0,91	0,771	0,12	0,911	0,968	0,95	28	25290	-3,8	31787

Продолжение таблицы 3.5

n = 74,9 об/мин				H _{max} = 97,2 м					
ηм	Q', м ³ /с	σ	ησ	Qσ, м ³ /с	ηн	Q, м ³ /с	N, кВт	Hs, м	Nσ, кВт
0,92	0,822	0,14	0,892	1,041	0,96	30	27259	-5,7	33471
0,92	0,911				0,96	33	30210		
0,91	0,967				0,95	35	31719		
0,9	1,012				0,94	37	32830		
0,884	1,075				0,92	39	34254		

Таблица 3.6 – Значения рабочих характеристик для H_{min}

n = 77,7 об/мин				H _{min} = 80,7 м					
ηм	Q' м ³ /с	σ	ησ	Qσ, м ³ /с	ηн	Q, м ³ /с	N, кВт	Hs, м	Nσ, кВт
0,88	0,701	0,10	0,925	0,875	0,92	23	16821	-0,2	22071
0,9	0,795	0,12	0,921	0,955	0,94	26	19511	-1,8	23984
0,91	0,842	0,14	0,908	1,022	0,95	28	20894	-3,4	25305
0,92	0,893	0,15	0,891	1,069	0,96	30	22403	-4,2	25973
0,92	0,961				0,96	32	24109		
0,91	1,012				0,95	33	25112		
0,9	1,048				0,94	35	25720		
0,89	1,081				0,93	36	26235		

Таблица 3.7 – Значения рабочих характеристик для H_{расч}

n = 75,1 об/мин				H _{расч} = 86,4 м					
ηм	Q', м ³ /с	σ	ησ	Qσ, м ³ /с	ηн	Q, м ³ /с	N, кВт	Hs, м	Nσ, кВт
0,88	0,667	0,08	0,908	0,787	0,92	23	17731	1,0	21587
0,9	0,744	0,10	0,924	0,88	0,94	25	20227	-0,8	24568
0,91	0,795	0,12	0,924	0,96	0,95	27	21854	-2,5	26784
0,92	0,851	0,14	0,906	1,027	0,96	29	23650	-4,2	28107
0,925	0,891	0,15	0,888	1,081	0,96	31	24897	-5,1	28998
0,9266	0,909				0,96	31	25444		
0,925	0,921				0,96	32	25735		
0,92	0,948				0,96	32	26346		
0,91	1,005				0,95	34	27627		
0,9	1,042				0,94	36	28329		
0,888	1,081				0,93	37	28998		

Таблица 3.8 – Значения рабочих характеристик для H_{ср}

n = 72,9 об/мин				H _{ср} = 91,8 м					
ηм	Q' м ³ /с	σ	ησ	Qσ м ³ /с	ηн	Q м ³ /с	N кВт	Hs м	Nσ кВт
0,88	0,659	0,08	0,912	0,782	0,92	23	19186	0,5	23595
0,9	0,728	0,10	0,927	0,88	0,94	26	21677	-1,3	26974
0,91	0,769	0,12	0,915	0,963	0,95	27	23152	-3,2	29158
0,92	0,824	0,14	0,900	1,031	0,96	29	25080	-5,0	30699
0,925	0,865				0,96	31	26471		
0,925	0,906				0,96	32	27726		
0,92	0,936				0,96	33	28489		
0,91	0,991				0,95	35	29835		
0,9	1,032				0,94	36	30728		
0,886	1,079				0,92	38	31628		

Строятся графики зависимостей $\eta = f(N)$, $H_{с}^{доп} = f(N)$ и $Q = f(N)$ для каждого из напоров. Предоставлены на рисунках 3.2, 3.3 и 3.4.

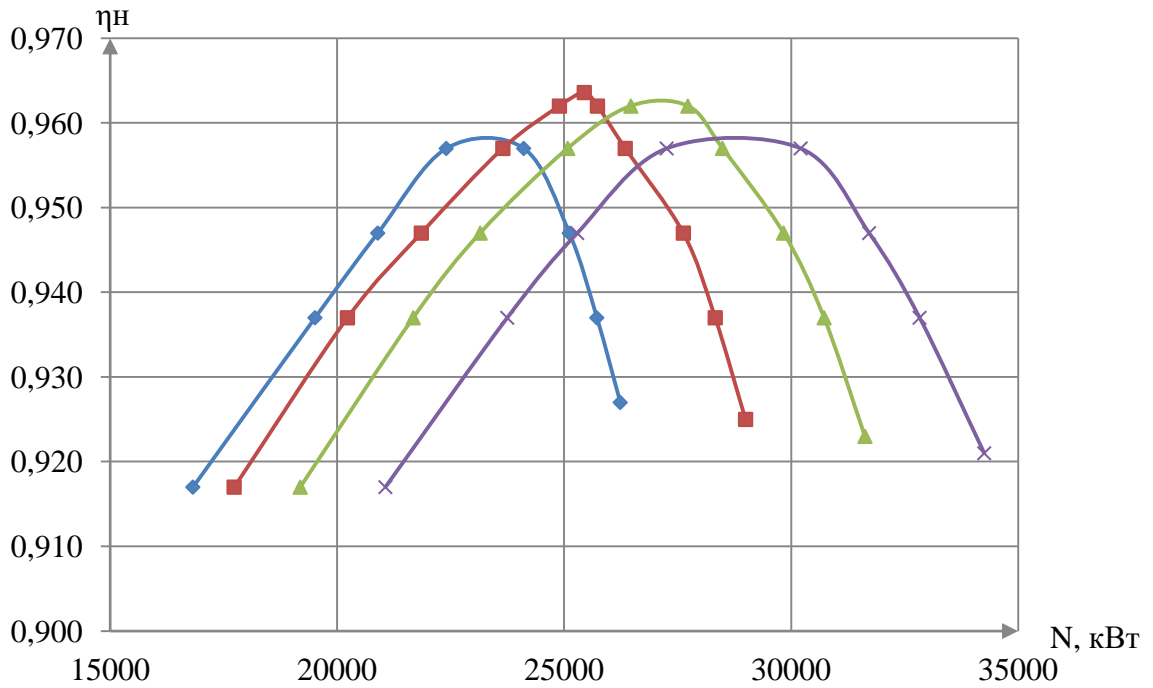


Рисунок 3.2 – Зависимость мощности (N) от КПД("ηн")

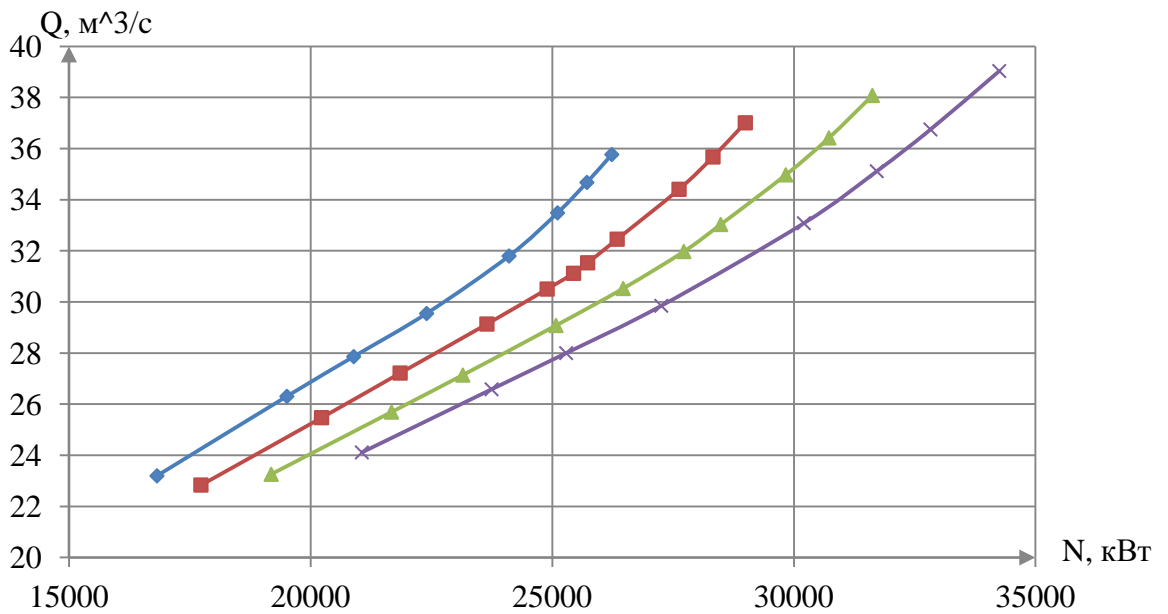


Рисунок 3.3 – Зависимость мощности (N) от расхода (Q)

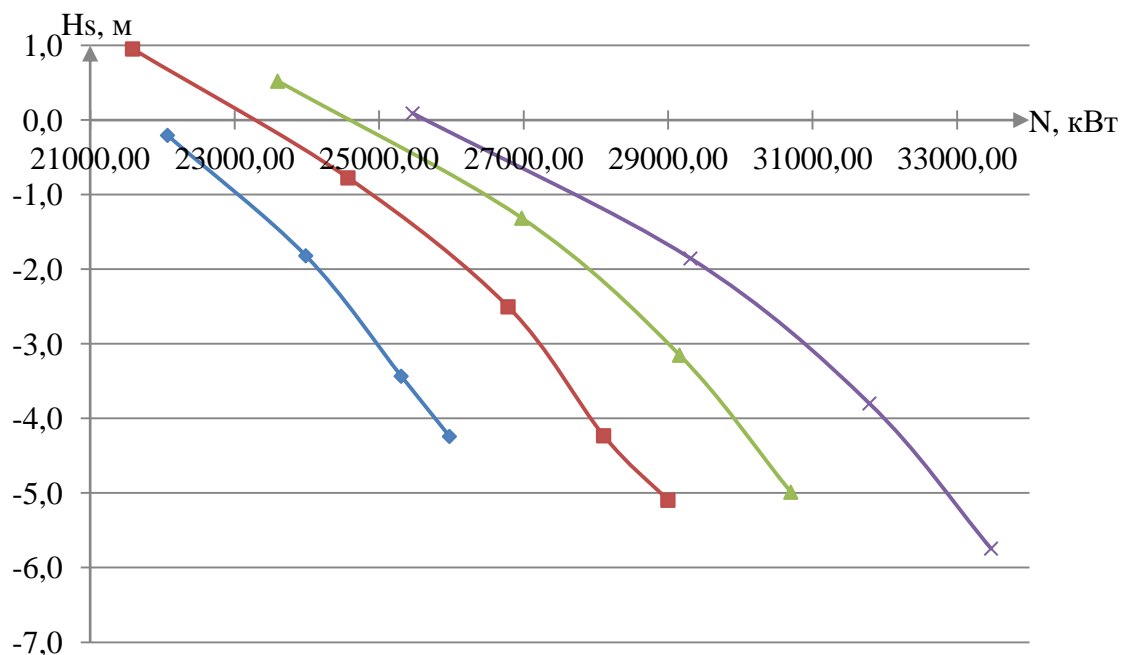


Рисунок 3.4 – Зависимость мощности ($N\sigma$) от H_s доп

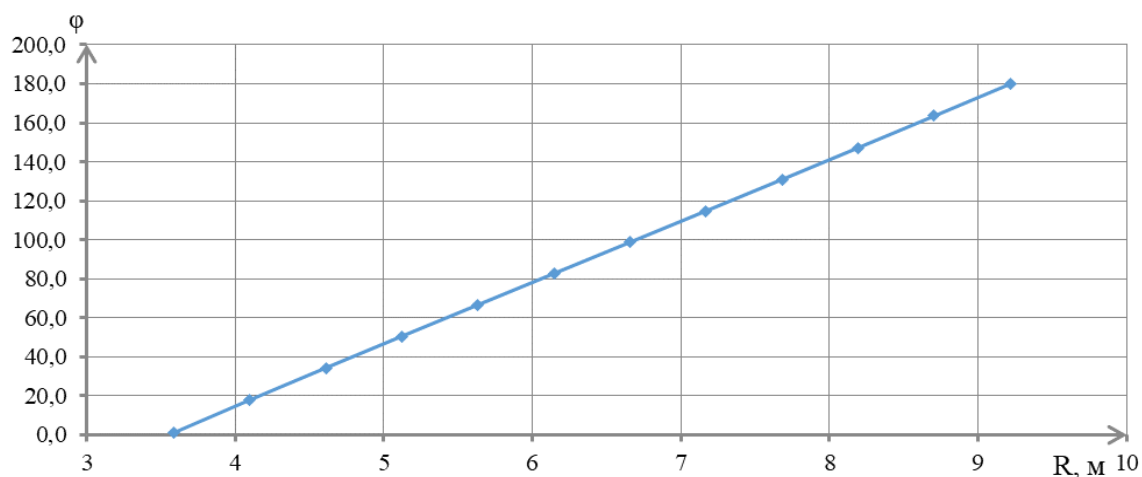


Рисунок 3.5 – График зависимости $\phi_i = f(r_i)$

3.5 Построение эксплуатационной характеристики гидротурбины

Для построения эксплуатационной напорно – мощностной характеристики турбины, использовались рабочие характеристики, а также вспомогательные зависимости открытий направляющего аппарата.

Таблица 3.9 – Зависимость открытия НА $a_0=f(N)$

a_0 [мм]	55		73		91	
	H [м]	N [кВт]	H [м]	N [кВт]	H [м]	N [кВт]
80,7	80,7	9005	80,7	13598	80,7	17600
86,4	86,4	10455	86,4	15362	86,4	19741
91,8	91,8	11677	91,8	17006	91,8	21999
97,2	97,2	12574	97,2	18640	97,2	24065

Продолжение таблицы 3.9

a_0 [ММ]	110		128		142	
	Н [М]	N [кВт]	Н [М]	N [кВт]	Н [М]	N [кВт]
	80,7	21756	80,7	24455	80,7	26069
	86,4	24313	86,4	26677	86,4	28818
	91,8	26929	91,8	29152	91,8	31509
	97,2	29673	97,2	32140	97,2	34218

После расчёта открытий направляющего аппарата при всех напорах, строилась эксплуатационная характеристика натурной турбины. Для этого на рисунок переносили изолинии КПД, линии высоты отсасывания и открытия НА. Эксплуатационная характеристика прилагается в Приложение Г.

3.6 Гидромеханический расчёт и построение плана спиральной камеры

Целью расчета является определение размеров спиральной камеры и ее формы.

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

Для турбины РО115-В-190 выбирались соответствующие параметры: $b_0 = 0,25 \cdot D_1 = 0,16 \cdot 1,90 = 0,304$ м, угол обхвата $\varphi = 351^\circ$ и высоту статора $b_1 = b_0 + 0,02 = 0,304 + 0,02 = 0,324$ м.

Основные размеры статора для $D_1 = 1,9$ м

$$D_a = 3,2 \text{ м}; D_4 = 3,45 \text{ м}; h_1 = 0,22 \text{ м}; \\ D_b = 2,725 \text{ м}; R_4 = 1,725 \text{ м}; R = 0,2 \text{ м}.$$

Производились расчеты параметров:

1. Расход через входное сечение

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = \frac{33,46 \cdot 351}{360} = \frac{32,62 \text{ м}^3}{\text{с}}. \quad (3.15)$$

2. Площадь входного сечения

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{ср}}} = \frac{32,62}{8,75} = 3,728 \text{ м}^2 \quad (3.16)$$

3. Радиус входного сечения

$$r_{\text{BX}} = \sqrt{\frac{F_{\text{BX}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{3,728}{3,14}} = 1,09 \text{ м.} \quad (3.17)$$

4. Полная высота статора

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1 = 0,324 + 2 \cdot 0,22 = 0,764 \text{ м.} \quad (3.18)$$

5. Расстояние от оси турбины до центра входного сечения

$$a_{\text{BX}} = R_4 + \sqrt{r_{\text{BX}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 1,725 + \sqrt{1,09^2 - \left(\frac{0,764}{2}\right)^2} = 2,746 \text{ м.} \quad (3.19)$$

6. Наружный радиус входного сечения

$$R_{\text{BX}} = a_{\text{BX}} + r_{\text{BX}} = 2,746 + 1,09 = 3,835 \text{ м.} \quad (3.20)$$

7. Значение $\frac{\varphi}{c}$ входного сечения

$$\frac{1}{c} = \frac{360 \cdot (a_{\text{BX}} - \sqrt{a_{\text{BX}}^2 - r_{\text{BX}}^2})}{\varphi}, \quad (3.21)$$

$$\frac{1}{c} = \frac{360 \cdot (2,5 - \sqrt{2,5^2 - 0,94^2})}{345} = 0,23.$$

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

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{c} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}. \quad (3.22)$$

9. Расстояние до центра расчетного сечения

$$a = R_4 + x. \quad (3.23)$$

10. Радиус расчетного сечения

$$p = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}. \quad (3.24)$$

Данные расчета сводятся в таблицу 3.10

Таблица 3.10 – Расчет сечений спиральной камеры

φ	-	-	-	-	-	x	x^2	p^2	p	a	R
-	$\frac{\varphi}{360}$	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$\frac{[4] \cdot (\frac{H_1}{2})^2}{[3]}$	$\sqrt{[5]}$	$[6]+[3]$	$[7]^2$	$[8]+(\frac{H_1}{2})^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10]+[11]$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
°	-	-	м	м	м ⁻²	м	м ²	м ²	м	м	м
351	0,975	0,224	0,773	0,627	0,792	1,016	1,032	1,178	1,085	2,74	3,826
336	0,933	0,214	0,740	0,594	0,771	0,985	0,970	1,116	1,057	2,71	3,767
321	0,892	0,205	0,707	0,561	0,749	0,954	0,910	1,056	1,027	2,68	3,706
306	0,850	0,195	0,674	0,528	0,726	0,922	0,850	0,996	0,998	2,65	3,645
291	0,808	0,186	0,641	0,495	0,703	0,889	0,791	0,936	0,968	2,61	3,582
276	0,767	0,176	0,608	0,462	0,680	0,856	0,732	0,878	0,937	2,58	3,518
261	0,725	0,167	0,575	0,429	0,655	0,821	0,675	0,821	0,906	2,55	3,452
246	0,683	0,157	0,542	0,396	0,629	0,786	0,618	0,764	0,874	2,51	3,385
231	0,642	0,147	0,509	0,363	0,602	0,750	0,562	0,708	0,841	2,47	3,316
216	0,600	0,138	0,476	0,330	0,574	0,712	0,507	0,653	0,808	2,44	3,245
201	0,558	0,128	0,443	0,297	0,545	0,673	0,453	0,599	0,774	2,40	3,172
186	0,517	0,119	0,410	0,264	0,513	0,632	0,400	0,545	0,739	2,36	3,096
171	0,475	0,109	0,376	0,231	0,480	0,589	0,347	0,493	0,702	2,31	3,017
156	0,433	0,100	0,343	0,198	0,444	0,544	0,296	0,442	0,665	2,27	2,934
141	0,392	0,090	0,310	0,165	0,406	0,496	0,246	0,392	0,626	2,22	2,846
126	0,350	0,080	0,277	0,131	0,363	0,443	0,196	0,342	0,585	2,17	2,753
111	0,308	0,071	0,244	0,098	0,314	0,385	0,148	0,294	0,542	2,11	2,652
96	0,267	0,061	0,211	0,065	0,256	0,317	0,101	0,246	0,496	2,04	2,539
81	0,225	0,052	0,178	0,032	0,180	0,232	0,054	0,200	0,447	1,96	2,404

После расчета промежуточных сечений спирали строился график $\varphi_{сп} = f(r_i)$ (Рисунок 3.6)

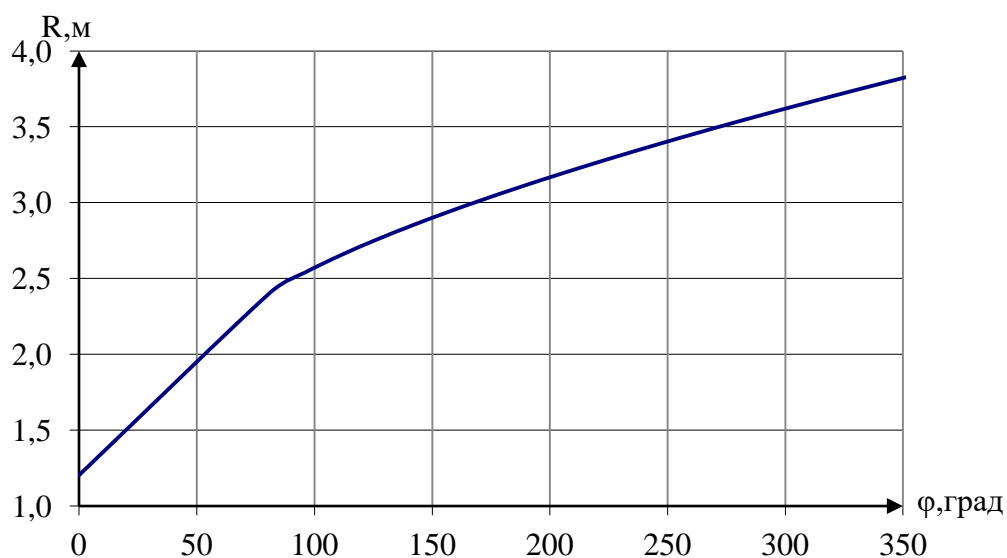


Рисунок 3.6 – График $\varphi_{сп} = f(R_i)$.

Далее снимается значение R_v для угла φ : $R_{(\varphi=66)} = 2,192$ м

Размеры эллиптических сечений спиральной камеры

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} = \frac{0,84}{2 \cdot \sin 35^\circ} = 0,73 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Меньший радиус для любого эллиптического сечения:

$$p_{2(\varphi=66)} = \frac{R_{(\varphi=66)} - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos 35^\circ}, \quad (3.27)$$

$$p_{2(\varphi=66)} = \frac{2,192 - (1,725 + 0,73 \cdot (1 - \cos 35^\circ))}{2 \cdot \cos 35^\circ} = 0,79 \text{ м.}$$

Данные заносятся в таблицу 3.11

Таблица 3.11 – Расчет эллиптического сечения спиральной камеры

φ°	p_1 , м	R , м	p_2 , м
66	0,6659	2,195	0,7869
51		1,985	0,6587
36		1,752	0,5165

План спиральной камеры прилагается (Приложение Д)

3.7 Расчет и построение кинематической схемы направляющего аппарата

3.7.1 Направляющий аппарат

Направляющий аппарат реактивных гидротурбин создает закрученный относительно оси вращения турбины поток на входе в рабочее колесо и регулирует расход воды через турбину с полным перекрытием рабочей части при остановке турбины, как при нормальной ее работе, так и в случае разгона. Таким образом, направляющий аппарат является направляющим, регулирующим и запорным органом гидротурбины [5].

Основным элементом направляющего аппарата являются лопатки, количество которых равно z_0 . Оси поворота лопаток равномерно расположены вокруг рабочего колеса турбины на окружности с диаметром D_0 .

В направляющем аппарате поворот лопаток может осуществляться либо через центрально расположенное регулирующее кольцо с приводом его от 2—4 сервомоторов, либо индивидуальными сервомоторами, по той или иной схеме синхронизации управляющими положением каждой лопатки.

Внешнее расположение регулирующего кольца применяют для малых гидротурбин с диаметром расположения осей поворота лопаток $D_0 \leq 4020$ мм.

$$D_0 = k \cdot D_1 \quad (3.28)$$

$$D_0 = 1,212 \cdot 1,9 = 3,03 \text{ м.}$$

По рекомендации, приведенной в литературе, выбирается D_0 и z_0 для гидротурбины РО115-В-190 с диаметром рабочего колеса $D_1 = 1,9$ м, $D_0 = 2,28$ м; $z_0 = 20$, $\varphi = 26^\circ$.

3.7.2 Выбор формы сечения лопатки

Лопатка направляющего аппарата выполняется в виде литой или сварно-литой конструкции, состоящей из профильной части и круглых опорных цапф.

Форма сечения профильной части лопатки, и его относительные размеры оказывают влияние на энергетические показатели турбины, например, ее КПД, и силовые характеристики направляющего аппарата.

При выполнении работы применяем симметричные профили лопаток НА. Размеры профиля для конкретной турбины можно определить по таблице относительных размеров симметричных профилей различной относительной толщины.

Таблица 3.12 – Размеры профиля лопатки направляющего аппарата

Наименование	Отн. размеры, м	Абс. размеры, м
L	0,16789	0,383
L1	0,07867	0,179
r	0,00337	0,008
k	0,0011	0,003
a	0,00524	0,012
b	0,0093	0,021
c	0,0133	0,030
d	0,01648	0,038
e	0,01826	0,042
g	0,01848	0,042
h	0,01755	0,040
m	0,01508	0,034
n	0,01105	0,025
p	0,0074	0,017

Для получения абсолютных размеров профиля лопатки натурной гидротурбины, необходимо их относительные размеры умножить на D_0 .

Приведем таблицу пересчета относительных размеров на абсолютные (табл. 3.12).

На величину гидравлического момента так же влияет эксцентриситет (ε) под которыми понимают, величину смещения оси поворота лопатки относительно точки приложения равнодействующей сил давления при закрытом её положении, значение относительного эксцентриситета:

$$n_0 = \varepsilon / (L'_1 + L'_2); \quad (3.29)$$

$$\varepsilon = \frac{1}{2} (L'_1 + L'_2). \quad (3.30)$$

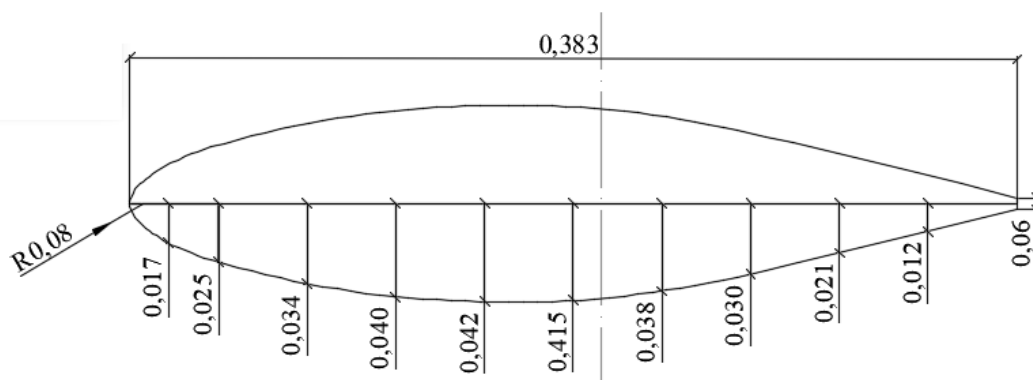


Рисунок 3.7 – Лопатка НА (размеры указаны в метрах)

Максимальное открытие направляющего аппарата a_{0max} . Величина $a_{0m,max}$ для модели определяют по универсальной характеристике.

$$a_{0max} = a_{0m,max} \cdot \frac{D_0}{D_{0m}} \cdot \frac{z_{0m}}{z_0}; \quad (3.31)$$

$$a_{0н,max} = 38,9 \cdot \frac{2,28}{1,212 \cdot 0,5156} \cdot \frac{20}{20} = 142 \text{ мм.}$$

3.7.3 Кинематическая схема механизма поворота лопатки направляющего аппарата

Основная цель этого построения – определение хода поршня сервомоторов, осуществляющих поворот регулирующего кольца. Построение кинематической схемы НА позволит увидеть, не задевают ли накладки или серьги при крайних положениях механизма поворота и в случае среза предохранительного пальца.

Для построения кинематической схемы поворота лопатки НА выбирают габариты деталей механизма поворота исходя из диаметра D_1 : L_n – длину накладки и L_c – длину серьги, а также диаметры D_c (соединение регулирующего кольца с серьгами) и D_y (соединение регулирующего кольца с

сервомоторами). Для данной схемы механизма поворота все эти размеры приведены в таблице и показано, как выполняется построение. Диаметр D_y зависит от типа и расположения сервомоторов направляющего аппарата, выбирается из соотношения:

$$\frac{D_y}{D_c} = (0,9 - 1,1); \quad (3.32)$$

$$D_y = D_c \cdot 1,05; \quad (3.33)$$

$$D_y = 3080 \cdot 1,05 = 3234 \text{ мм.}$$

Таблица 3.13 – Размеры механизма поворота лопаток направляющего аппарата

D0, мм	z0, шт	φ, град	Dc, мм	Ln, мм	Lp, мм	Lc, мм	Тип н/а
2280	20	26	3080	250	140	292	И

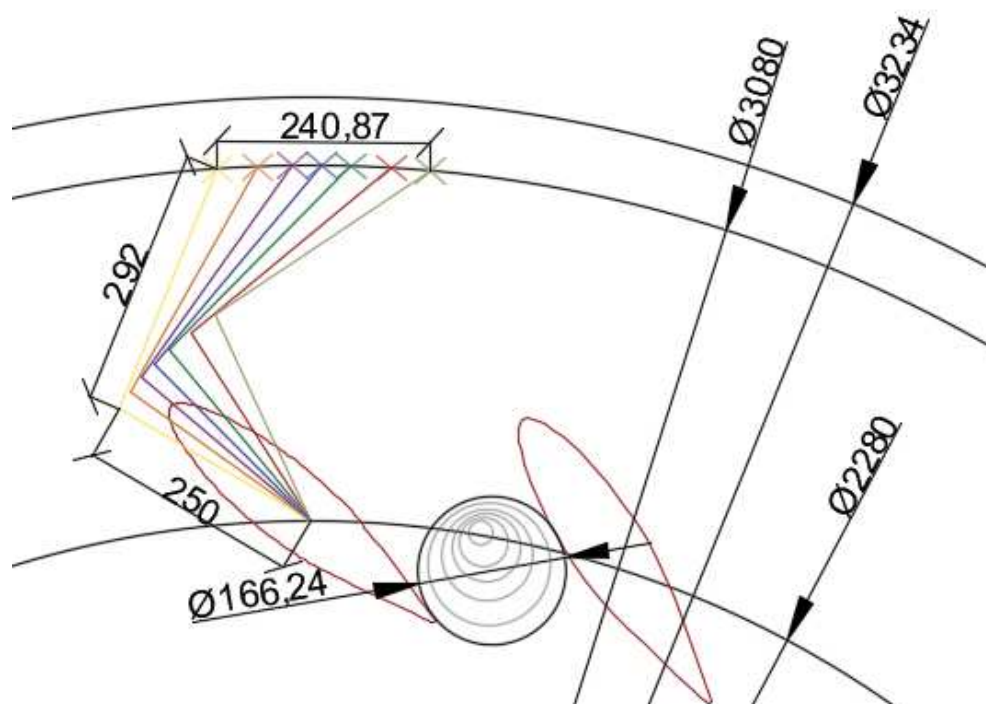


Рисунок 3.8 – Кинематическая схема НА турбины РО 115-В-190

Измерив на чертеже (рисунок 3.8) соответствующие величины (a_0) и (S) с учетом масштаба построения, получаем зависимость $a_0=f(S)$ (см. табл.8.3.2 и рис.8.3.2).

Таблица 3.14 – Зависимость открытия НА от хода поршня сервомотора

a_{0H} , мм	0	27,7	54,66	76,58	101,7	138,2	166,24
S, мм	0	46,42	84,68	117,92	151,24	196,78	240,87

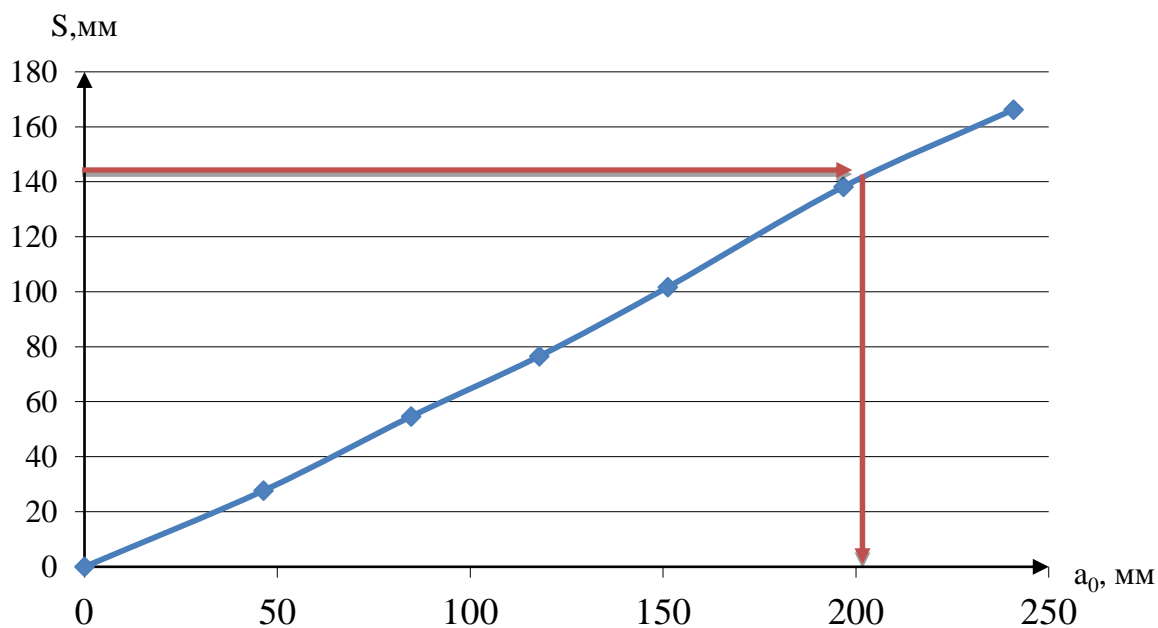


Рисунок 3.9 – Зависимость открытия НА от хода поршня сервомотора

По полученной зависимости определялся максимальный ход поршня сервомотора ($S_{\text{MAX}} = 205$ мм) для обеспечения необходимого значения открытия лопаток НА ($a_{0\text{MAX}} = 142$ мм).

3.8 Расчет деталей и узлов гидротурбины

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

Предварительно рассчитывается наружный диаметр вала

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33}; \quad (3.34)$$

где $[\tau_{\text{доп}}] = 30\text{-}35$ МПа, а крутящий момент $M_{\text{кр}}$ определяется по формуле

$$M_{\text{кр}} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{\text{синх}}}. \quad (3.35)$$

Полученное значение диаметра округляют до стандартизированного (кратное 50 мм при $D_{\text{в}}$ менее 1000мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм)

Далее производится расчет по вышеописанным формулам

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{22750}{375} = 0,591 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

$$D_B = \left(5,1 \cdot \frac{0,261}{30} \right)^{0,33} = 0,468 \text{ м.}$$

Окончательный диаметр вала принимается 0,5 м

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

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

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \frac{N}{(n_{синх} \cdot D_1)}. \quad (3.36)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{п}$, с учетом облицовки, обычно принимается на 15 – 20 мм больше D_B .

Для *кольцевого* подшипника удельное давление равно

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{(d_{п} \cdot h_{п})} \leq [p_{уд}]. \quad (3.37)$$

Экспериментально получено, что допускаемое $[p_{уд}] = 29 \cdot U$, кПа,

$$\text{где: } U = \frac{\pi \cdot n_{синх} \cdot d_{п}}{30}. \quad (3.38)$$

Расчет кольцевого подшипника

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot 22750}{(375 \cdot 1,9)} = 25,54 \text{ кН};$$

$$U = \frac{3,14 \cdot 375 \cdot 0,515}{30} = 20,21 \text{ м/сек};$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot 20,21 = 586,20 \text{ кПа};$$

$$p_{уд} = \frac{25,54}{(0,515 \cdot 0,3)} \leq [p_{уд}] = 165,31 \text{ кПа} \leq 586,20 \text{ кПа}$$

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

Для сегментного подшипника предварительно выбирается число и высота сегментов из таблицы 3.15.

Таблица 3.15 – Данные для сегментного подшипника

$D_в$, мм	500-800	850-1100	1200-1600	1700-2200
h_n , мм	300	400	500	600
$Z_{сегм}$	8	8	10	12

Определяется усилие на наиболее загруженный сегмент

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{(1 + 2\cos\alpha + 2\cos(2\alpha))} \quad (3.39)$$

где α – центральный угол расположения сегментов, равный

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{сегм}} \quad (3.40)$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{(l_{сегм} \cdot h_n)} \leq [p_{уд}], \quad (3.41)$$

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

$$l_{сегм} = \frac{(0,85 - 0,95) \cdot \pi \cdot d_n}{Z_{сегм}} \quad (3.42)$$

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{уд}] = 50 \cdot U$, кПа.

Расчет сегментного подшипника

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

$$R_1 = \frac{25,54}{(1 + 2\cos 45 + 2\cos (2 \cdot 45))} = 10,58 \text{ кН};$$

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,85 \cdot 3,14 \cdot 0,515}{8} = 0,17 \text{ м};$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 20,21 = 1010,50 \text{ кПа};$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{25,54}{0,17 \cdot 0,3} \leq [p_{\text{уд}}] = 500,78 \leq 1010,50 \text{ кПа.}$$

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

3.9 Выбор структурной схемы электрических соединений

Маслонапорная установка (МНУ) предназначена для питания маслом под давлением гидравлической части системы регулирования гидротурбины.

По номограмме (рисунок 10.9) [4] для турбины РО115–В–190 был выбран тип маслонапорной установки: МНУ 1,6/1-40-2,5-1.

Номенклатура расшифровывается как Маслонапорная установка вместимостью 1,6 м³, состоящая из одного сосуда на давление 40 МПа, имеющая сливной бак вместимостью 2,5 м³ с одним насосом.

Основной задачей регулятора гидротурбины является поддержание в заданных пределах частоты вращения гидроагрегата и обеспечение постоянной частоты электрического тока, вырабатываемого генератором.

Электрогидравлический регулятор (ЭГР) принимать по таблице 9.2 [4] типа ЭГР-100-4. Электрогидравлический регулятор с главным золотником диаметра 100 мм и исполнением 4.

4 Расчёт на прочность лопатки направляющего аппарата.

4.1 Основные параметры и принцип действия направляющего аппарата

Направляющий аппарат (НА) предназначен для изменения созданной в спиральной камере закрутки потока и для регулирования расхода воды. В закрытом положении направляющий аппарат является затвором, останавливающим поступление воды в рабочее колесо.

В вертикальных турбинах применяют радиальный направляющий аппарат. Регулирование потока в нем осуществляется лопатками, оси которых находятся на цилиндрической поверхности.

Наиболее распространенная конструкция радиального направляющего аппарата турбины радиально-осевого типа состоит из следующих основных элементов (рис. 4.1).

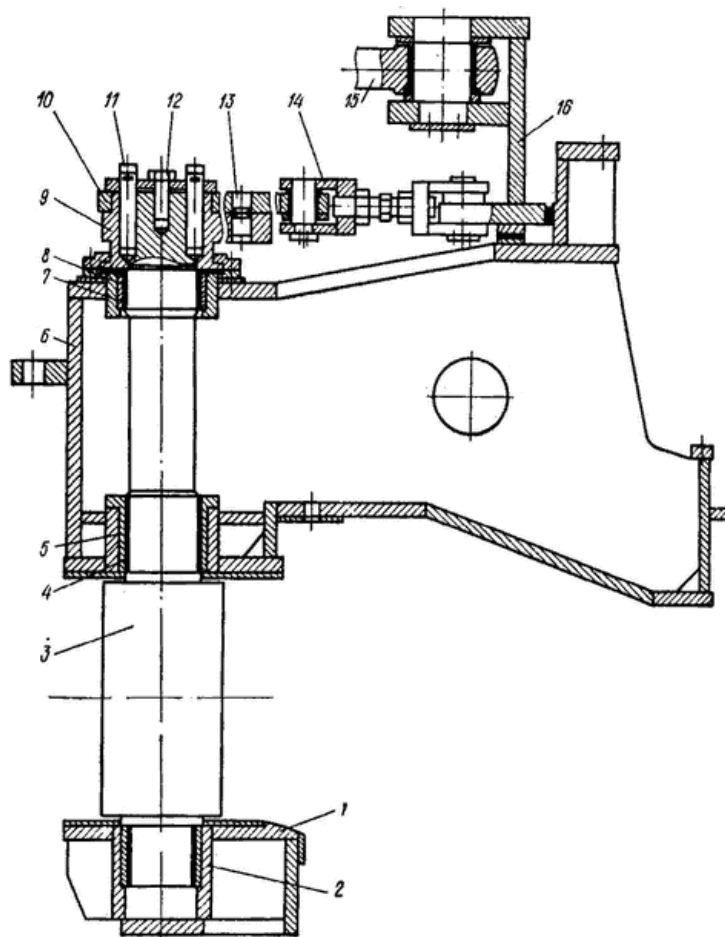


Рисунок 4.1 – Разрез направляющего аппарата гидротурбины
1 – нижнее кольцо; 2 – втулка; 3 – лопатка; 4 – втулка; 5 – подшипник; 6 – крышка турбины; 7 – втулка; 8 – подшипник; 9 – рычаг поворота лопатки; 10 – накладка серьги; 11 – клиновидная шпонка; 12 – болт; 13 – срезной палец; 14 – серьга; 15 – тяговое кольцо; 16 – регулирующее кольцо.

Лопатка 3 цапфами опирается на три направляющие втулки. Втулка 2 расположена непосредственно в нижнем кольце 1 направляющего аппарата, а втулки 4 и 7 — в подшипниках 5 и 8, установленных в крышке 6 турбины.

Для уменьшения изгибающих напряжений в теле лопатки сопряжение с верхней втулкой выполняется с конструктивным зазором. Крышка турбины и нижнее кольцо закреплены на статоре турбины.

Поворот лопатки осуществляется рычагом 9, насаженным на ее верхнюю цапфу. Взаимное расположение лопатки и рычага фиксируется цилиндрической разрезной клиновой шпонкой 11, состоящей из двух частей. Последние сопрягаются между собой по плоскости, наклонной по отношению к оси цилиндрической поверхности шпонки, что позволяет установить ее с необходимым натягом. Рычаг нижней плоскостью опирается на фланец втулки или специальное опорное кольцо. С помощью болта 12 регулируют положение лопатки по высоте и устанавливают необходимые зазоры по торцам пера.

На ступице рычага установлена накладка серьги 10, которая шарнирно соединена с серьгой 14. Взаимное расположение накладки и рычага фиксируется срезным пальцем 13, который предохраняет направляющий аппарат от более серьезных поломок при попадании между лопатками постороннего предмета. С помощью серег все лопатки шарнирно связаны с регулирующим кольцом 16, установленным на опоре, расположенной на крышке турбины. Усилие, для поворота регулирующее кольцо получает от сервомоторов, поршни которых шарнирно связаны с кольцом тяги 15. Перемещение поршней осуществляется под давлением масла, поступающего в сервомоторы из системы регулирования.

4.2 Расчет на прочность лопатки направляющего аппарата

4.2.1 Условная расчётная схема

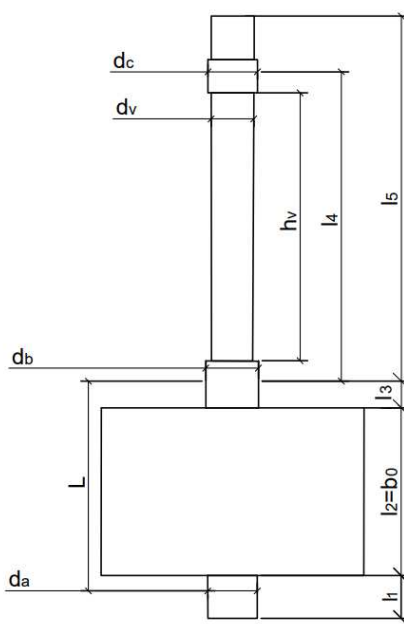


Рисунок 4.2 – Условная схема лопатки НА

4.2.3 Исходные данные

Исходные данные для расчётов сведены в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Исходные данные

Наименование	Обозначение	Значение	Единицы измерения
Длина участка (1)	l_1	4	см
Длина участка (2)	$l_2 = b_0$	30.4	см
Длина участка (3)	l_3	6	см
Длина участка (4)	l_4	71	см
Длина участка (5)	l_5	83	см
Длина от середин подшипников	L	40.4	см
Количество лопаток НА	z_0	20	шт
Диаметр расположения ушей на окружности	D_y	3.08	м
Диаметр расположения серёг на окружности	D_c	3.24	м
Угол относительно осей накладки и серьги НА	α	97	градус
Угол относительно осей серьги и уха НА	β	43	градус
Угол относительно осей лопатки и накладки НА	γ	63	градус
Максимальный напор	H	97.2	м
Диаметр направляющего аппарата	D_0	2.28	м
Диаметр рабочего колеса гидротурбины	D_1	1.9	м
Высота цапфы	L_n	0.96	м
Высота лопатки НА	b_0	0,304	м
Диаметр цапфы	d_0	80	мм
Диаметр подшипника (а)	d_a	110	мм
Диаметр подшипника (b)	d_b	120	мм
Диаметр подшипника (с)	d_c	110	мм
Высота подшипника (а)	h_a	60	мм
Высота подшипника (b)	h_b	120	мм
Высота подшипника (с)	h_c	80	мм

4.2.4 Расчет сосредоточенного усилия от рычага

Интенсивность нагрузки:

$$q = \frac{P_r}{l_2}; \quad (4.1)$$

где $l_2 = b_0$ – высота направляющего аппарата в см (Приложение В).

Гидравлическое усилие, действующее на лопатку, определяется по формуле:

$$P_2 = \frac{\pi D_0 H' \gamma b_0}{z_0}; \quad (4.2)$$

где D_0 и b_0 – диаметр и высота направляющего аппарата в м;

$\gamma = 1000 \text{ кг/м}^3$ – удельный вес воды;

z_0 – число направляющих лопаток;

H' – напор, действующий на лопатку в м.

$$H' = (1 + \xi)H; \quad (4.3)$$

где ξ – относительное повышение напора в момент полного закрытия направляющего аппарата;

H – максимальный напор в м.

Относительное повышение напора в момент полного закрытия направляющего аппарата определяется из расчёта гарантии регулирования турбины при напоре 97,2 в среднем $\xi = 0,3 \div 0,5$. Принимаем $\xi = 0,3$.

$$H' = (1 + 0,3) \cdot 97,2 = 126,36 \text{ м};$$

$$P_2 = \frac{3,14 \cdot 2,28 \cdot 1000 \cdot 0,304 \cdot 126,36}{20} = 13750,5 \text{ кгс} = 134,8 \text{ кН};$$

$$q = \frac{13750,5}{30,4} = 452,3 \text{ кгс/см} = 443,6 \text{ кН/м}.$$

Усилие, приложенное к цапфе и расположенное в главной плоскости инерции тела лопатки:

$$P = P_p \cos \alpha; \quad (4.4)$$

где P_p – усилие от сервомотора, приложенное к рычагу;

α – угол между осью рычага и главной осью инерции сечения тела лопатки.

Величина P_p определяется по формуле:

$$P_p = \frac{P_c D_y}{z_0 D_c} \cdot \frac{\sin \gamma}{\cos \beta}; \quad (4.5)$$

где D_y – диаметр окружности, на которой расположены уши регулирующего кольца;

D_c – диаметр окружности регулирующего кольца, на которой расположены пальцы серег;

γ – угол между осью накладки и осью серьги направляющей лопатки;

β – угол между осью серьги и касательной к окружности D_c в точке закрепления серьги;

P_c – усилие двух сервомоторов.

$$P_c = \frac{\pi}{4} (2d_c^2 - d_{cm}^2) \cdot p_{max}; \quad (4.6)$$

где p_{max} – максимальное давление в сервомоторе в кг/см²;

d_c – диаметры поршня сервомотора, см;

d_{cm} – диаметры стакана сервомотора, см.

$$d_c = \lambda \cdot D_1 \cdot \sqrt{k_0 \cdot H_{max}}; \quad (4.7)$$

где $\lambda = 0,03$ – при 20 лопатках НА;

D_1 – диаметр рабочего колеса гидротурбины;

k_0 – относительная высота НА.

$$k_0 = \frac{b_0}{D_1}; \quad (4.8)$$

Предварительный расчёт диаметра поршня сервомотора:

$$d_c = 0,03 \cdot 1,9 \cdot \sqrt{0,160 \cdot 97,2} = 0,225 \text{ м.}$$

Принимаем ближайшее нормированное значение по таблице сервомоторов¹: $d_c = 250$ мм; и соответствующий диаметр стакана $d_{cm} = 100$ мм.

$$P_c = \frac{3,14}{4} (2 \cdot 25^2 - 10^2) \cdot 25 = 22569 \text{ кгс} = 221,3 \text{ кН};$$

¹ Н.Н. Ковалев. Гидротурбины. Конструкции и вопросы проектирования 1971 г [рис.V.40. Поршневой сервомотор направляющего аппарата].

$$P_p = \frac{22569 \cdot 3,08}{20 \cdot 3,24} \cdot \left(\frac{0,89}{0,73} \right) = 1307,8 \text{ кгс} = 12,8 \text{ кН}.$$

При расчете принимаем:

$$P = P_p = 1307,8 \text{ кгс} = 12,8 \text{ кН}.$$

4.2.5 Расчет реакций опор

$$R_a^q = \frac{\frac{l_2}{2} + l_3}{L} = \frac{\frac{30,4}{2} + 6}{40,4} = 0,525 \text{ кН}; \quad (4.9)$$

$$R_a^p = \frac{l_5}{L} \cdot \sin(\alpha - \gamma) = \frac{83}{40,4} \cdot \sin(97 - 63) = 1,148 \text{ кН}; \quad (4.10)$$

$$R_a^R = \frac{l_4}{L} = \frac{71}{40,4} = 1,775 \text{ кН}; \quad (4.11)$$

$$R_b^q = \frac{\frac{l_2}{2} + l_1}{L} = \frac{\frac{30,4}{2} + 4}{40,4} = 0,475 \text{ кН}; \quad (4.12)$$

$$R_b^p = \frac{L + l_5}{L} \cdot \sin(\alpha - \gamma) = \frac{30,4 + 83}{30,4} \sin(97 - 63) = 1,616 \text{ кН}; \quad (4.13)$$

$$R_b^R = \frac{L + l_4}{L} = \frac{40,4 + 71}{40,4} = 2,757 \text{ кН}. \quad (4.14)$$

4.2.6 Расчет моментов

$$M_1^q = R_a^q \cdot l_1 = 0,525 \cdot 0,04 = 0,021 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.15)$$

$$M_2^q = R_b^q \cdot l_3 = 0,475 \cdot 0,06 = 0,027 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.16)$$

$$M_3^q = M_4^q = 0 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.17)$$

$$M_5^q = R_a^q \cdot \left(l_1 + \frac{l_2}{2} \right) - \frac{l_2}{8}; \quad (4.18)$$

$$M_5^q = 0,525 \cdot \left(0,04 + \frac{0,304}{2} \right) - \frac{0,304}{8} = 0,063 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

$$M_1^p = R_a^p \cdot l_1 = 1,148 \cdot 0,04 = 0,046 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.19)$$

$$M_2^p = R_a^p \cdot (l_1 + l_2) = 1,148 \cdot (0,04 + 0,304) = 0,395 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.20)$$

$$M_3^p = l_5 \cdot \sin(\alpha - \gamma) = 0,83 \cdot \sin(97 - 63) = 0,464 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.21)$$

$$M_4^p = (l_5 - l_4) \cdot \sin(\alpha - \gamma); \quad (4.22)$$

$$M_4^p = (0,83 - 0,71) \cdot \sin(97 - 63) = 0,067 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

$$M_5^p = R_a^p \cdot \left(l_1 + \frac{l_2}{2} \right) = 1,148 \cdot \left(0,04 + \frac{0,304}{2} \right) = 0,220 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.23)$$

$$M_1^R = R_a^R \cdot l_1 = 1,775 \cdot 0,04 = 0,071 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.24)$$

$$M_2^R = R_a^R \cdot (l_1 + l_2) = 1,775 \cdot (0,04 + 0,304) = 0,611 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.25)$$

$$M_3^R = l_4 = 0,71 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.26)$$

$$M_4^R = 0 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.27)$$

$$M_5^R = R_a^R \cdot \left(l_1 + \frac{l_2}{2} \right) = 1,775 \cdot \left(0,04 + \frac{0,304}{2} \right) = 0,341 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (4.28)$$

Расчет суммарных моментов по сечению.

$$M_1 = M_1^q \cdot P_z + M_1^p \cdot P - M_1^R \cdot R_C; \quad (4.29)$$

$$M_1 = 0,021 \cdot 134,8 + 0,046 \cdot 12,8 = 3,419 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

$$M_2 = M_2^q \cdot P_z + M_2^p \cdot P - M_2^R \cdot R_C; \quad (4.30)$$

$$M_2 = 0,027 \cdot 134,8 + 0,395 \cdot 12,8 = 8,696 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

$$M_3 = M_3^p \cdot P = 0,464 \cdot 12,8 = 5,939 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.31)$$

$$M_4 = M_4^p \cdot P = 0,067 \cdot 12,8 = 0,858 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.32)$$

$$M_5 = M_5^q \cdot P_z + M_5^p \cdot P - M_5^R \cdot R_C; \quad (4.33)$$

$$M_5 = 0,063 \cdot 134,8 + 0,220 \cdot 12,8 = 11,308 \text{ кН} \cdot \text{м}.$$

4.2.7 Расчёт максимальных нормальных напряжений при изгибе

$$\sigma_1 = \frac{M_1}{W_1} = \frac{3,419}{0,261 \cdot 10^{-3}} = 13099 \text{ кН/м}^2; \quad (4.34)$$

$$W_1 = \frac{\pi \cdot D_1^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,11^3}{16} = 0,261 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3; \quad (4.35)$$

$$\sigma_2 = \frac{M_2}{W_2} = \frac{8,696}{0,101 \cdot 10^{-3}} = 86099 \text{ кН/м}^2; \quad (4.36)$$

$$W_2 = \frac{\pi \cdot D_2^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,08^3}{16} = 0,101 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3; \quad (4.37)$$

$$\sigma_3 = \frac{M_3}{W_3} = \frac{5,939}{0,339 \cdot 10^{-3}} = 17519 \text{ кН/м}^2; \quad (4.38)$$

$$W_3 = \frac{\pi \cdot D_3^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,12^3}{16} = 0,339 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3; \quad (4.39)$$

$$\sigma_4 = \frac{M_4}{W_4} = \frac{0,858}{0,101 \cdot 10^{-3}} = 8495 \text{ кН/м}^2; \quad (4.40)$$

$$W_4 = \frac{\pi \cdot D_4^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,08^3}{16} = 0,101 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3; \quad (4.41)$$

$$\sigma_5 = \frac{M_5}{W_5} = \frac{11,308}{0,261 \cdot 10^{-3}} = 43326 \text{ кН/м}^2; \quad (4.42)$$

$$W_5 = \frac{\pi \cdot D_5^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,11^3}{16} = 0,261 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3. \quad (4.43)$$

4.2.8 Расчёт лопатки на кручение.

Далее производится расчёт лопатки направляющего аппарата на кручение, условная расчётная схема предоставления на рисунке 4.3.

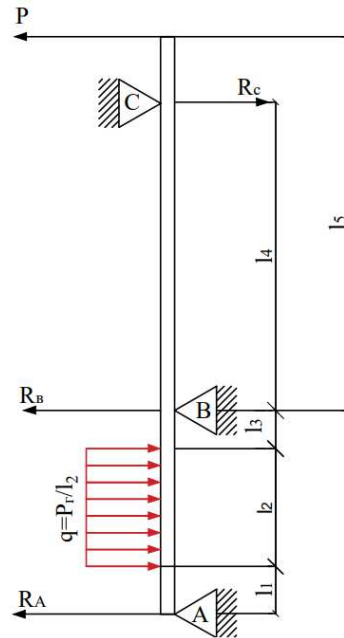


Рисунок 4.3 – Схема нагрузок на лопатку НА

Расчет реакций опор, проводится по формулам:

$$R_a = \frac{l_1 + l_2 + l_3}{L} = \frac{4 + 30,4 + 6}{40,4} = 1 \text{ кН}; \quad (4.44)$$

$$R_b = -\frac{l_1 + l_2 + l_3}{L} = -\frac{4 + 30,4 + 6}{40,4} = -1 \text{ кН}. \quad (4.45)$$

Расчёт крутящих моментов, проводится по формулам:

$$M_y = \frac{1}{2} \cdot \mu \cdot d_a \cdot P_2; \quad (4.46)$$

где μ – коэффициент трения стали;
 d_n – диаметр подшипника;

$$M_y = \frac{1}{2} \cdot 0,1 \cdot 0,11 \cdot 134,8 = 0,741 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

$$M_1^{kp} = \frac{1}{2} \cdot \mu \cdot d_a \cdot R_a = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 0,11 \cdot 1 = 5,5 \cdot 10^{-3} \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.47)$$

где R_a – реакция опоры в точке а;

$$M_2^{kp} = P \cdot h_a \cdot \sin\alpha(1 - n_1) - 0.5(\mu \cdot d_b \cdot R_b + \mu \cdot d_c \cdot R_c) - M_y, \quad (4.48)$$

где h_n – высота подшипника;

n_1 – коэффициент = 0,01;

$$M_2^{kp} = 12,8 \cdot 0,06 \cdot 0,98 - 0,5(0,1 \cdot 0,12 \cdot 1) - 0,741;$$

$$M_2^{kp} = 5,64 \cdot 10^{-3} \text{кН} \cdot \text{м};$$

$$M_3^{kp} = P \cdot h_b \cdot \sin\alpha(1 - n_1) - 0.5 \cdot \mu \cdot d_c \cdot R_c - M_y; \quad (4.49)$$

$$M_3^{kp} = 12,8 \cdot 0,12 \cdot 0,98 - 0,741 = 0,76 \text{кН} \cdot \text{м};$$

$$M_4^{kp} = P \cdot h_c \cdot \sin\alpha(1 - n_1) - M_y = 12,8 \cdot 0,08 \cdot 0,98 - 0,741 \quad (4.50)$$

$$M_4^{kp} = 0,262 \text{кН} \cdot \text{м};$$

$$M_5^{kp} = P \cdot l_2 \cdot \sin\alpha(1 - n_1) + \frac{P_2}{2} - \frac{(\mu \cdot d_b \cdot R_b + \mu \cdot d_c \cdot R_c)}{2} - M_y; \quad (4.51)$$

$$M_5^{kp} = 12,8 \cdot 0,304 \cdot 0,98 + \frac{134,8}{2} - 0,5(0,1 \cdot 0,12 \cdot 1) - 0,741;$$

$$M_5^{kp} = 70,47 \text{кН} \cdot \text{м}.$$

Максимальные касательные напряжения рассчитываются по формулам:

$$\tau_1 = \frac{M_1^{kp}}{W_1^{kp}} = \frac{5,5 \cdot 10^{-3}}{0,261 \cdot 10^{-3}} = 21,1 \text{кН}/\text{м}^3; \quad (4.52)$$

$$W_1^{kp} = \frac{\pi \cdot d_a^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,11^3}{16} = 0,261 \cdot 10^{-3} \text{м}^3; \quad (4.53)$$

$$\tau_2 = \frac{M_2^{kp}}{W_2^{kp}} = \frac{5,64 \cdot 10^{-3}}{0,101 \cdot 10^{-3}} = 55,8 \text{кН}/\text{м}^3; \quad (4.54)$$

$$W_2^{kp} = \frac{\pi \cdot d_v^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,08^3}{16} = 0,101 \cdot 10^{-3} \text{м}^3; \quad (4.55)$$

$$\tau_3 = \frac{M_3^{kp}}{W_3^{kp}} = \frac{0,76}{0,339 \cdot 10^{-3}} = 2241,9 \text{ кН/м}^3; \quad (4.56)$$

$$W_3^{kp} = \frac{\pi \cdot d_b^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,12^3}{16} = 0,339 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3; \quad (4.57)$$

$$\tau_4 = \frac{M_4^{kp}}{W_4^{kp}} = \frac{0,262}{0,101 \cdot 10^{-3}} = 2594,1 \text{ кН/м}^3; \quad (4.58)$$

$$W_4^{kp} = \frac{\pi \cdot d_v^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,08^3}{16} = 0,101 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3; \quad (4.59)$$

$$\tau_5 = \frac{M_5^{kp}}{W_5^{kp}} = \frac{70,47}{0,261 \cdot 10^{-3}} = 270000 \text{ кН/м}^3; \quad (4.60)$$

$$W_5^{kp} = \frac{\pi \cdot d_c^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,11^3}{16} = 0,261 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3. \quad (4.61)$$

4.2.9 Расчет предельной прочности лопатки НА

Расчет предельной прочности, выполняется по формулам:

$$\sigma_1^{np} = \sqrt{\sigma_1^2 + 4 \cdot \tau_1^2}; \quad (4.62)$$

$$\sigma_2^{np} = \sqrt{\sigma_2^2 + 4 \cdot \tau_2^2}; \quad (4.63)$$

$$\sigma_3^{np} = \sqrt{\sigma_3^2 + 4 \cdot \tau_3^2}; \quad (4.64)$$

$$\sigma_4^{np} = \sqrt{\sigma_4^2 + 4 \cdot \tau_4^2}; \quad (4.65)$$

$$\sigma_5^{np} = \sqrt{\sigma_5^2 + 4 \cdot \tau_5^2}; \quad (4.66)$$

$$\sigma_1^{np} = \sqrt{13099^2 + 4 \cdot 21,1^2} = 13099 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_2^{np} = \sqrt{86099^2 + 4 \cdot 55,8^2} = 86099 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_3^{pp} = \sqrt{17519^2 + 4 \cdot 2241,9^2} = 18084 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_4^{pp} = \sqrt{8495^2 + 4 \cdot 2594,1^2} = 9954 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_5^{pp} = \sqrt{43326^2 + 4 \cdot 270000} = 541735 \text{ кН/м}^2.$$

Сравнивая допустимая прочность стали 10Х12НДЛ $\sigma_{\text{доп}} = 638000 \text{ кН/м}^2$ из которой изготовлена лопатка и расчёты предельной прочности лопатки, делаем вывод что данная марка стали удовлетворяет требования расчёта.

По полученным данным делаем вывод, что лопатка направляющего аппарата устойчива к нагрузкам и выдерживает усилия. Возможно изготовление лопатки с допустимым запасом.

4.3 Построение симметричной лопатки направляющего аппарата в программе Cosmos/M

Для начала запускаем программу Cosmos/M и указываем имя задачи для расчёта. Чтобы приступить к созданию геометрии выполним следующие шаги для установки проекции и рабочей плоскости (рис.4.4).

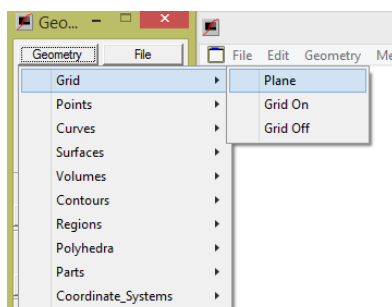


Рисунок 4.4 – Путь команды Plane

Выбираем ось Y (рис.4.5):

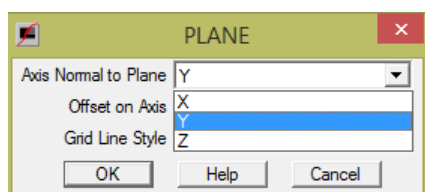


Рисунок 4.5 – Параметры команды Plane

Начинаем построение профиля лопатки НА по координатам, указанным в таблице 4.2 с помощью команды (рис 4.6).

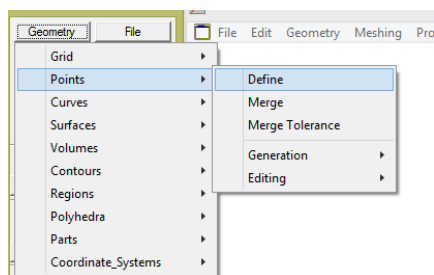


Рисунок 4.6 – Путь команды Define

Таблица 4.2 – Координаты точек контура лопатки

Расположение точек	X	Y	Z
1	0	0	0
2	0	0	0.03895
3	-0.0412	0	0.0451
4	-0.0824	0	0.0497
5	-0.1236	0	0.0517
6	-0.1648	0	0,0497
7	-0.206	0	0.041
8	-0.248	0	0
9	-0,227	0	0
10	0.233	0	0
11	0.233	0	0.0041

В результате получаем половину точек контура лопатки (рис.4.7).

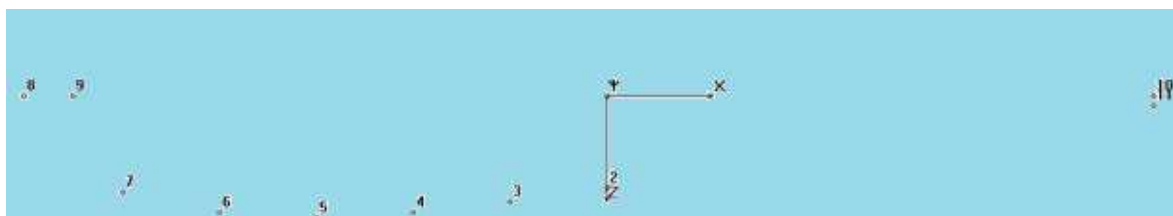


Рисунок 4.7 – Половина точек контура лопатки

Далее при помощи команды (рис.4.8.) строим эллипс между точками 8 и 7, с центром в точке 9.

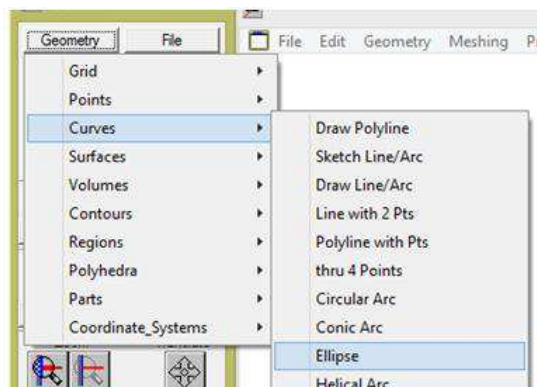


Рисунок 4.8 – Путь команды Ellipse

После соединяем все ранее построенные точки полилинией (рис. 4.9).

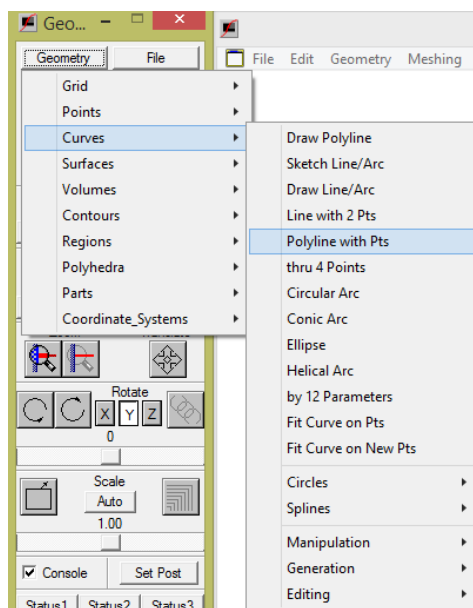


Рисунок 4.9 – Путь команды Polyline with Pts

В связи с симметричным профилем лопатки (рис.4.10), воспользуюсь командой зеркального отражения (рис.4.11), отразим вторую часть.

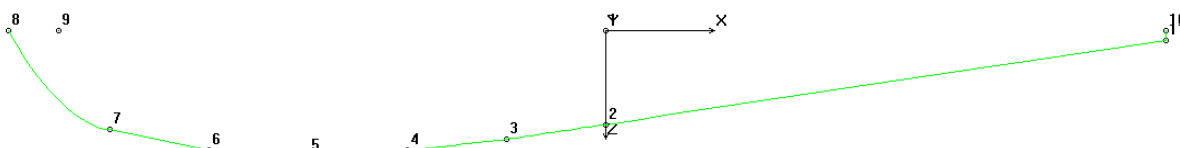


Рисунок 4.10 –Половина контур лопатки НА

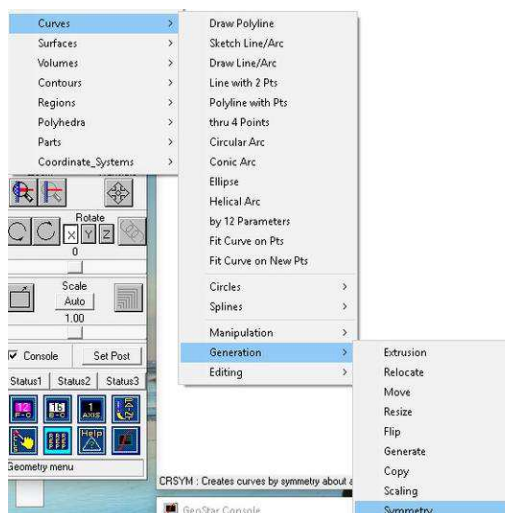


Рисунок 4.11 – Путь команды Symmetry

Далее строим нижний подшипник и цапфу (рис.4.12.).

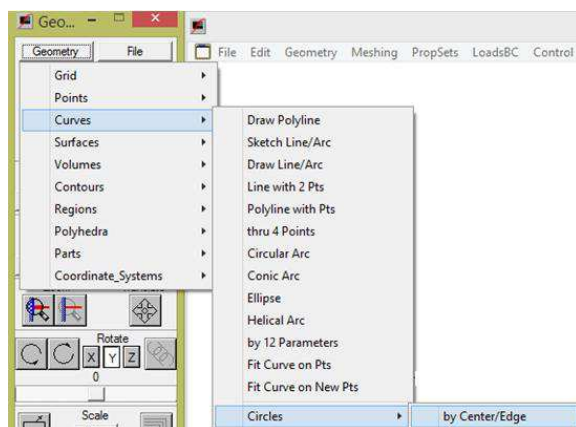


Рисунок 4.12 – Путь команды Circles

Нам понадобится построить две окружности разными радиусами, 0.03895 м – радиус цапфы; 0.05395 м – радиус подшипника (рис.4.13).

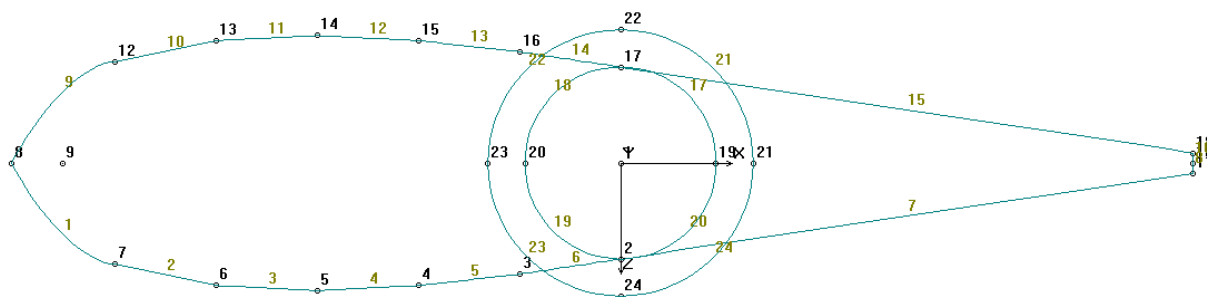


Рисунок 4.13 – Нижняя цапфа и подшипник

Выполняем выдавливание двух окружностей на высоту цапфы и подшипника с помощью функции Extrusion (рис.4.14).

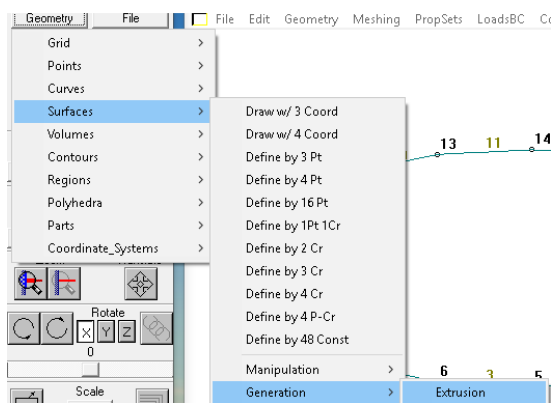


Рисунок 4.14 – Путь команды Extrusion

В появившемся окне вписываем номера линий, необходимую ось Y и величину на которую производим выдавливание (рис.4.15).

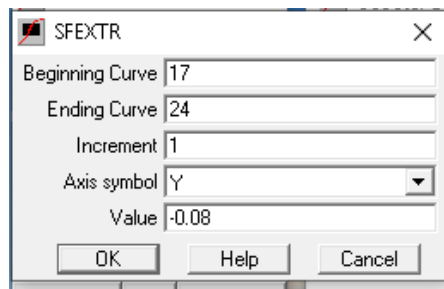


Рисунок 4.15 – Параметры команды Extrusion

Для тела лопатки повторяем аналогичную команду, выдавливая профиль на высоту лопатки НА (рис.4.16).

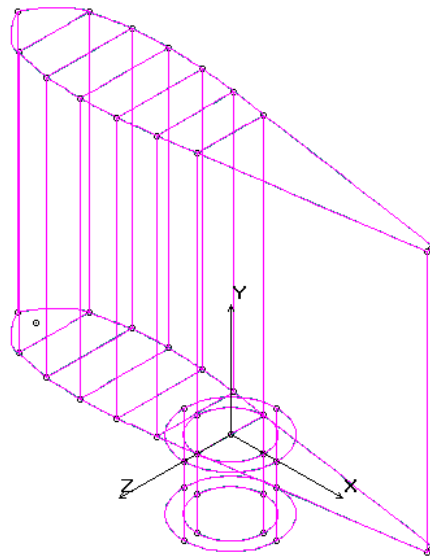


Рисунок 4.16 – Поверхности объемного тела лопатки НА и нижнего подшипника

Следующий этап, построение верхней цапфы с подшипниками (рис.4.17).

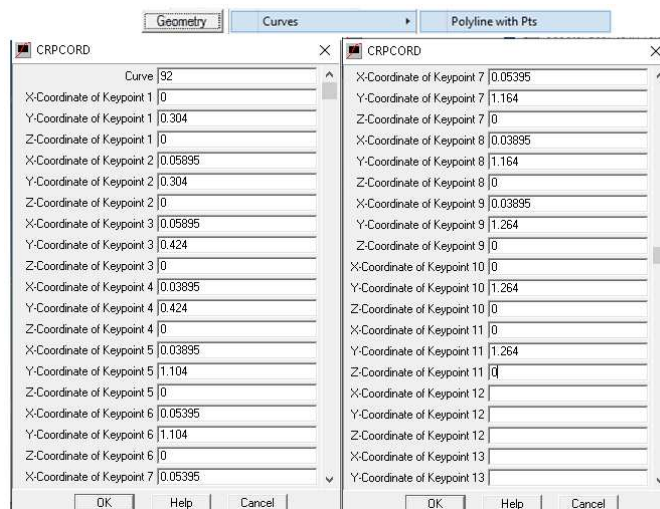


Рисунок 4.17 – Команда для построения полилинии (Polyline with Pts) через задание координат

Получаем очертание фигуры (рис.4.18).

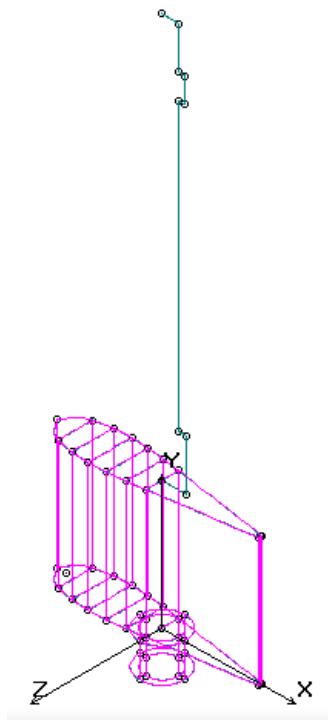


Рисунок 4.18 – Построение верхней цапфы и подшипников

Далее что бы получить объёмную фигуру воспользуемся командой вращения построенной поверхности вокруг оси (рис.4.19).

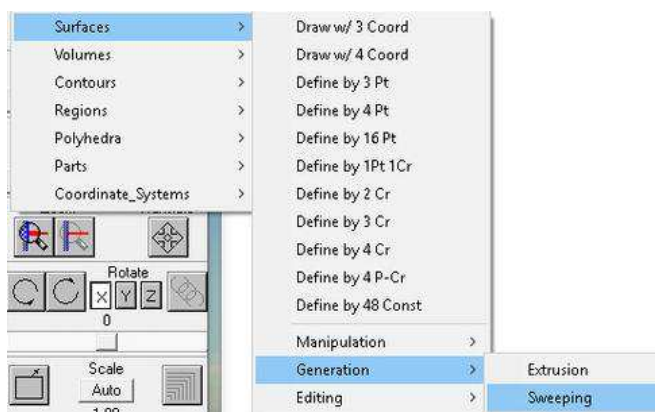


Рисунок 4.19 – Путь команды Sweeping

Выбираем нужные линии и вращаем полученную полилинию вокруг оси Y на 360° , в результате получаем объёмную модель цапфы с подшипниками (рис.4.20.).

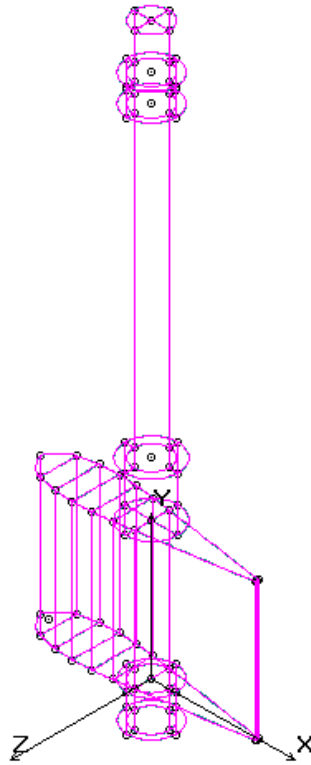


Рисунок 4.20 – Построение верхней цапфы и подшипников

В заключении разбиваем лопатку направляющего аппарата на конечные элементы, предварительно выбрав параметры КЭ сети (рис.4.21).

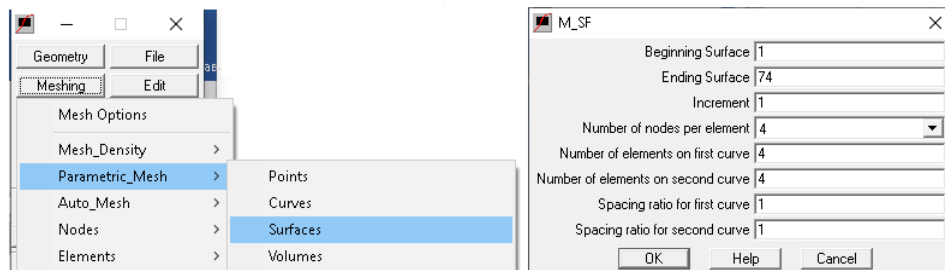


Рисунок 4.21 – Команда для построения КЭ сети (Surfaces) и выбор необходимых параметров

В полученной сети конечных элементов (рис.4.22) скрываем невидимые части лопатки направляющего аппарата (рис 4.23).

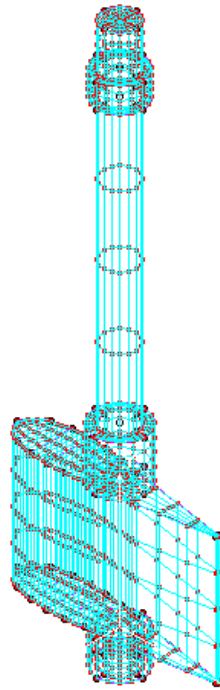


Рисунок 4.22 – КЭ сеть лопатки НА

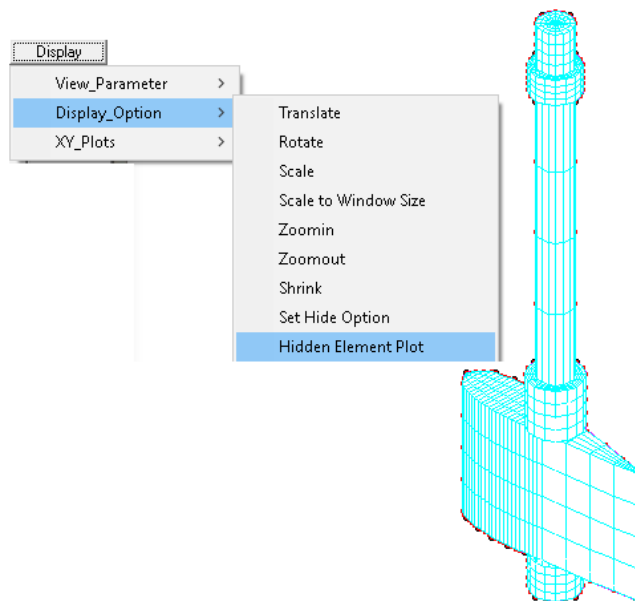


Рисунок 4.23 – Путь команды Hidden Element Plot и модель лопатки НА со скрытыми элементами

Что бы выполнить разбивку лопатки на сеть элементов с одинаковым шагом и идентичными секциями разбивки, воспользуемся командой Surfaces, с заданными параметрами (рис 4.24) и в конечном итоге получаем готовую КЭ сеть (рис.4.25).

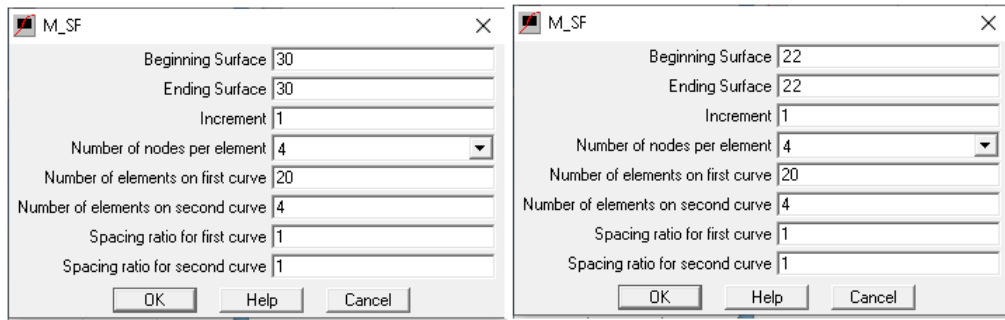


Рисунок 4.24 – Параметры разбивки части лопатка НА

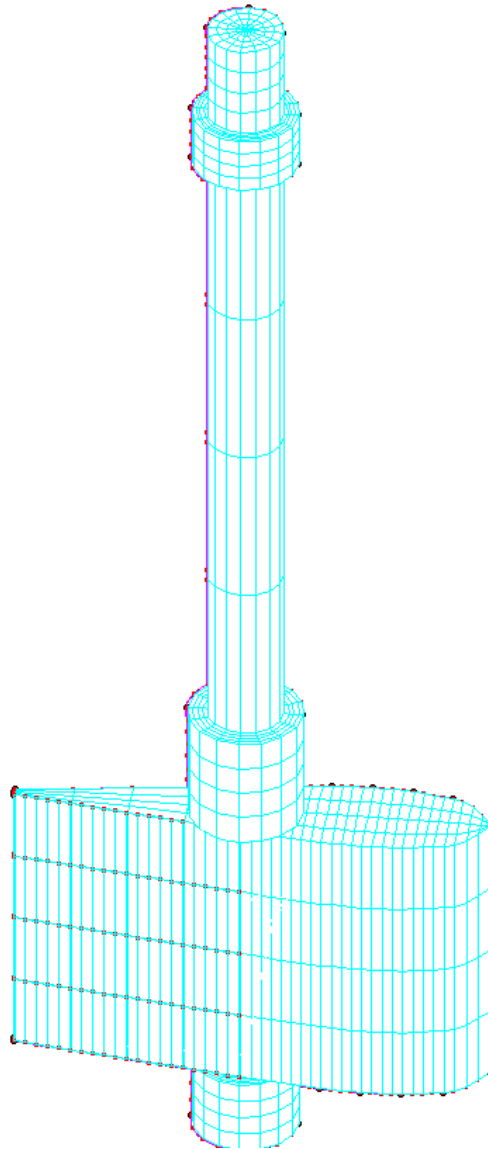


Рисунок 4.25 – КЭ модель лопатки направляющего аппарата

5 Пожарная безопасность.

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в “Правилах противопожарного режима в РФ”, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 № 390 (с изменениями на 23.04.2020)

В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должна быть оборудована установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

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

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

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

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

- проконтролировать выполнение требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

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

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

Каждый работник ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории. При возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара,

принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка инженерно-технических работников по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

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

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

5.1 Требования пожарной безопасности к содержанию территории, здания и помещений проектируемой ГЭС.

Территория энергетического предприятия должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов. Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог, под арками и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения.

Закрытие отдельных проездов и участков, дорог на ремонт или по другим причинам может быть произведено после согласования с объектовой пожарной охраной и устройства временных объездов или переездов через ремонтируемые участки. В этих случаях на весь период ремонта в необходимых местах должны быть установлены дорожные знаки и указатели маршрута следования.

Места ремонта дорог или пути объезда должны иметь дополнительное освещение.

При производстве строительно-монтажных работ или реконструкции сооружений размещение на его территории инвентарных зданий, других временных сооружений и бытовых вагончиков, как правило, не допускается.

В исключительных случаях, при невозможности размещения указанных зданий и вагончиков за территорией энергопредприятия или предоставления других бытовых помещений, допускается их установка на территории предприятия по согласованию с предприятием объектовой пожарной охраной.

В этих случаях установка временных инвентарных зданий и бытовых вагончиков допускается не ближе 30 м от производственных и складских зданий.

Размещение бытовых вагончиков должно быть в виде групп, не более 10 вагончиков в каждой. После завершения всех работ вагончики должны быть убраны с территории предприятия в кратчайшие сроки. Запрещается размещение бытовых вагончиков внутри зданий.

На территории электростанций и подстанций следует регулярно скашивать и вывозить траву. Запрещается хранение высушенной травы на территории энергопредприятия и на прилегающей площадке (на расстоянии ближе 100 м).

Сжигание мусора и отходов на территории необходимо производить в специальных устройствах (печах). Запрещается разведение костров для этой цели.

В производственных, вспомогательных и административных зданиях предприятия запрещается:

- Устанавливать и загромождать пути эвакуации и лестничные марши оборудованием, материалами и другими предметами.
- Убирать помещения с применением легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (бензин, керосин и т.п.).
- Оставлять без постоянного надзора работающие электронагревательные приборы, а после окончания работы - включенные в электросеть аппараты и установки, если это не требуется по технологии производства.
- Отогревать замерзшие водяные трубы с применением открытого огня паяльными лампами или другим способом.
- Использовать чердаки зданий в качестве производственных помещений, а также для хранения материалов и оборудования.
- Проводить работы в помещениях и на оборудовании, не предусмотренные нарядами, технологическими инструкциями или распоряжениями.
- Пользоваться лифтами для эвакуации людей в случае возникновения пожара.

5.2 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующими сводами правил (СП).

Основными задачами в области охраны труда, при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой

помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы охраны труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков.

Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

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

Надзор за соблюдением правил по охране труда персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве. На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ. Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

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

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе, в случае необходимости производства отключений и заземлений электроустановок, относящихся к объектам электросетевого хозяйства, находящегося в эксплуатации субъектов электроэнергетики или иных собственников, в отношении которых осуществляется оперативное управление при оказании услуги по передаче электрической энергии потребителям:

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

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

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС;

- по техническому обслуживанию ГТС;
- по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов;
- по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений;
- по расчистке водных объектов и сооружений от сора;
- по пропуску паводковых и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа;
- по расчистке водохранилищ от наносов;
- на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период;
- на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы);

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

5.3 Меры безопасности при работе на высоте.

В качестве первичного инструктажа на рабочем месте для машиниста гидроагрегата 3 разряда проектируемой ГЭС, была выбрана тема: «Меры безопасности при работе на высоте»

К работам на высоте относятся работы, при которых:

а) существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более, в том числе:

- при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м, или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75°;
- при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от неогражденных перепадов по высоте более 1,8 м, а также, если высота защитного ограждения этих площадок менее 1,1 м;

б) существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м,

- если работа проводится над машинами или механизмами, поверхностью жидкости или сыпучих мелкодисперсных материалов, выступающими предметами.

К самостоятельному выполнению верхолазных работ допускаются работники не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр и признанные годными для этих работ, имеющие квалификационный разряд по основной профессии не ниже третьего, прошедшие обучение в аккредитованной учебной организации и сдавшие экзамен на право производства верхолазных работ. Работники, впервые допускаемые к верхолазным работам, в течение одного года должны проходить стажировку под непосредственным надзором опытных работников, назначенных приказом руководителя ГЭС.

Работник, допущенный к работе на высоте, обязан:

- Выполнять то только ту работу, которая определена рабочей или должностной инструкцией;
- Выполнять правила внутреннего трудового распорядка;
- Соблюдать требования охраны труда.
- Немедленно извещать своего непосредственного или вышестоящего руководителя о любой ситуации, угрожающей жизни и здоровью людей, о каждом несчастном случае, происшедшем на производстве, или об ухудшении состояния своего здоровья, в том числе о проявлении признаков острого профессионального заболевания (отравления).
- Проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, инструктаж по охране труда, проверку знаний требований охраны труда.
- Проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, инструктаж по охране труда, проверку знаний требований охраны труда.

- Проходить обязательные периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры (обследования), а также проходить внеочередные медицинские осмотры (обследования) по направлению работодателя в случаях, предусмотренных Трудовым кодексом и иными федеральными законами.
- Уметь оказывать первую помощь пострадавшим от электрического тока и при других несчастных случаях.
- Уметь применять первичные средства пожаротушения.

Прежде чем приступать к работе на высоте следует осмотреть место предстоящей работы и привести его в порядок; если оно загромождено ненужными предметами, мешающими в работе, необходимо привести его в порядок и убрать все лишнее.

Перед началом работы работник должен осмотреть инструмент, приспособления, вспомогательное оборудование, которые будут использоваться в работе, и убедиться в их исправности, а также проверить сроки очередных испытаний стремянок, лестниц, лестниц-стремянок.

Непродолжительные работы на высоте до 4 м могут выполняться с лестниц и стремянок. При работе на высоте свыше 1,3 м с использованием лестниц и стремянок без перильных ограждений верхних площадок высотой не менее 1,1 м должен применяться предохранительный пояс.

Не разрешается работать на приставных лестницах и стремянках:

- около вращающихся механизмов и над ними, над работающими машинами и транспортерами и т.п.;
- с использованием электрического и пневматического инструмента, строительного-монтажных пистолетов;
- выполняя газо- и электросварочные работы;
- натягивая канаты, провода и поддерживая тяжелые детали.

Такие работы следует выполнять с лесов или стремянок, с площадками, огражденными перилами.

Применяемые при работе на высоте средства индивидуальной защиты проверяются и приводятся в готовность до начала рабочего процесса, в том числе:

- Перед использованием предохранительным поясом нужно убедиться в том, что он своевременно испытан на прочность, и проверить его исправность. При этом карабин предохранительного пояса должен быть снабжен предохранительным устройством, исключающим его случайное раскрытие, и обеспечивать быстрое (не более 3 секунд) и надежное закрепление и открепление одной рукой при надетой утепленной рукавице.

- Кроме того, предохранительный пояс должен быть отрегулирован по длине, и обеспечивать обхват талии.
- Перед использованием каски для защиты головы внешним осмотром она проверяется на отсутствие повреждений корпуса и внутренней оснастки.

По окончании работы следует привести в порядок рабочее место, спецодежду, убрать инструменты, приспособления, материалы и т.п. Использованные при уборке тряпки, ветошь и другие материалы следует сложить в специально отведенное место (например, металлический ящик с закрывающейся крышкой). Сообщить лицу, ответственному за производство работ, обо всех недостатках, замеченных во время работы, и принятых мерах по их устранению.

6 Охрана окружающей среды

6.1 Общие сведения о районе строительства

Аксаутская ГЭС, расположена в Карачаево-Черкесской республике, на река Аксаут. Аксаут – горная река, протекающая по северному склону Главного хребта Большого Кавказа, берёт своё начало из Хасаутского ледника. В питание реки участвуют дождевые осадки, подземные и талые воды. Длина реки – 77 км, площадь водосборного бассейна – 843 км².

Основными фазами режима реки являются весенне-летнее половодье и зимняя межень. В осенние месяцы часто наблюдаются дождевые паводки.

Климат в республике умеренно теплый, зима короткая, лето теплое, продолжительное, достаточно увлажненное. Для климата показательна большая продолжительность солнечного сияния. Средняя температура января -3,2С, июля +20,6С. Среднегодовое количество осадков от 500 до 2000 мм.

Вода реки в месте расположения Аксаутской ГЭС, не подвергается загрязнению от предприятий, так как, выбранный створ находится в непосредственной близости к истоку реки.

Растительный мир разнообразен: дикие яблони и груши, дубы и клены, березки и лещины. Затем леса уступают место кустарникам. Далее субальпийские и альпийские луга, покрытые фиалками, примулами, незабудками, васильками, генцианами и другими яркими цветами.

Из крупных обитателей леса можно отметить бурого медведя, благородного оленя, зубробизона, западнокавказского тура, серну, рысь, косулю и кабана. Часто встречаются лисицы, шакалы, волки, зайцы и енотовидные собаки. Из мелких видов зверей распространены ондатра, куница, большой тушканчик, степной хорек, суслик и хомяк, а такие животные, как барсук, лесной кот, кавказская норка и выдра нуждаются в защите. В горах часто встречаются горные козлы, ловко перебирающиеся по камням скал.

На территории обитает большое количество редких и ценных птиц, среди них черный гриф, беркут, орел, альпийская галка, ястреб-тетеревятник. Встречается серая куропатка, фазан, улар кавказский, распространены утки, а белоголовый сип и кавказский тетерев занесены в Красную Книгу Российской Федерации.

В водоемах водится форель, щука, судак, белый амур, сом, толстолобик, сазан и множество других пород рыб.

Начиная с первого года строительства, и на протяжении периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов ГЭС на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства ГЭС.

6.2 Обеспечение охраны окружающей среды

При строительстве, эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, воздействие на экологию окружающей среды оказывает ГЭС в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

К значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Аксаутской ГЭС относятся:

- создание водохранилища, влекущее трансформацию ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, вырубка леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного режима реки в нижнем бьефе ГЭС;
- выбросы веществ загрязняющих атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- устранение отходов на этапе строительства и эксплуатации;
- переселение животных и пересадка редких растений;
- переселение людей из зоны затопления.

6.3 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища.

В комплекс санитарных мероприятий по подготовке зоны водохранилища входит:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- вывоз предприятий, снос зданий и из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.
- 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 берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая опоры линий электропередач, мачты, заборы и др.

Необходим перенос кладбищ, расположенных в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением

мероприятий по обеззараживанию почв и инструментов с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

6.4 Отходы, образующиеся при строительстве

Во время строительства будет выполнен большой объем строительного-монтажных работ, впоследствии которых будет образовываться большое количество отходов.

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2020 8 22 201 01 21 5)

$$M_{\bar{o}} = \frac{N_{\bar{o}} \cdot q_{\bar{o}}}{100\%} \cdot \rho_{\bar{o}}, \quad (6.1)$$

где: $N_{\bar{o}}$ - объем бетонных работ, м³ (147 631 м³)
 $q_{\bar{o}}$ - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$)
 $\rho_{\bar{o}}$ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,2$ т/м³)

$$M_{\bar{o}} = \frac{147631 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,2 = 5848,19 \text{ т.}$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные чёрные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2020 4 61 010 01 20 5)

$$M_m = \frac{N_m \cdot q_m}{100\%} \cdot \rho_m, \quad (6.2)$$

где: N - количество арматуры, т (2048 т)
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$)
 ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³)

$$M_m = \frac{2048 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 40,96 \text{ т}$$

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1987г. Норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %. Норма бетонных отходов составляет 1,8 %.

В результате строительства будет образовано 5848,19 тонны лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 40,96 тонн отходов черных металлов в виде изделий, кусков.

Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, по заготовке черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как этот металл является вторичным сырьём.

6.5 Охрана окружающей среды в период эксплуатации

Эксплуатационный период воздействия гидротехнических объектов на природную среду подразделяются на три вида:

1. Воздействия, вызванные режимами наполнения и сработки водохранилища, т. е. колебаниями уровней воды.
2. Загрязнения непосредственно от сооружений гидроэлектростанции.
3. Загрязнения, поступающие с водосбора водотока и водохранилища.

При работе ГЭС могут иметь место выбросы различных загрязнений в водоток, носящие и постоянный характер, и разовый, вызванный аварийной ситуацией.

Причиной, влияющей на качество воды в нижнем бьефе ГЭС могут быть поступления турбинного масла в результате систематических протечек. На ГЭС не допускаются сбросы в нижний бьеф масла, отработавшего в системе в системе смазки агрегатов, через канализацию или дренажную систему.

Наибольшее количество масла теряется из агрегата через узлы трения. На ранних типах гидроагрегатов нормами допускалось утечки масла, не превышающие 200 г в сутки (6 кг в месяц) для одного агрегата.

Общие требования к составу и свойствам воды у пунктов хозяйственно питьевого и культурно-бытового водопользования, в том числе расположенных в нижних бьефах ГЭС не допускают наличия плавающих пленок, пятен минерального масла и других примесей. На участках водотоков, используемых в рыбохозяйственных целях, на поверхности воды не должны обнаруживаться пленки нефтепродуктов, масел, жиров и прочих примесей.

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов и необходимо:

- трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечивают полный сбор масла;
- турбины оснащать современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающими попадание масла в воду;
- сточные производственные воды сбрасываются в водоем незагрязненными;
- хозяйственно-бытовые сточные воды перед выпуском в водоем очищать и хлорировать;
- осадки из отстойников вывозить на свалки.

7 Технико-экономические показатели

7.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

7.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Таблица 7.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта					
		2023	2024	2025	2026	2027	2028
1) Установленная мощность	МВт	46	46	46	46	46	46
2) Число часов использования установленной мощности	Часы	5188	5188	5188	5188	5188	5188
3) Выработка электроэнергии	МВт·ч	238648	238648	238648	238648	238648	238648
4) Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
5) Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	3580	3580	3580	3580	3580	3580
6) Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	235068	235068	235068	235068	235068	235068
7) Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	1483	1525	1565	1604	1642	1678
8) Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	424,4	436,4	447,9	459,0	469,9	480,2
9) НДС к выручке	млн.руб	70,73	72,73	74,64	76,50	78,32	80,03

Анализируя таблицу, можно сделать вывод о том, что объём выручки увеличивается. Данное явление обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

7.1.2 Текущие расходы по гидроэлектростанции

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

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

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	777,3	7,26
Прочие	493,6	4,61
Итого по ГЭС	1270,9	11,87

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, 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 25 МВт до 99 МВт	0,12%	0,17%	0,30%	0,40%

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	Величина, млн. руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	1,26
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	0,88
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./ МВт·ч	0,26
Итого		1,38

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с едиными сценарными условиями для реки Аксаут составляет 10,00 руб.

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

Таблица 7.5 – Текущие затраты по ГЭС в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Амортизационные отчисления, млн.руб.	8,83	8,83	8,83	34,31	34,31
Расходы на страхование, млн.руб.	2,93	2,93	2,93	27,39	27,39
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	71,22	71,22	71,22	71,22	71,22
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	0,37	0,37	0,52	5,93	5,93
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	8,27	8,27	8,27	8,27	8,27
Налог на воду, млн.руб.	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32
Итого, млн.руб.	93,94	93,94	94,09	146,36	148,36

Из таблицы 7.5 можно увидеть, что в первые годы текущие затраты по ГЭС увеличатся за счет увеличения расходов амортизационных отчислений, Расходов на ремонт производственных фондов и на страхование.

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

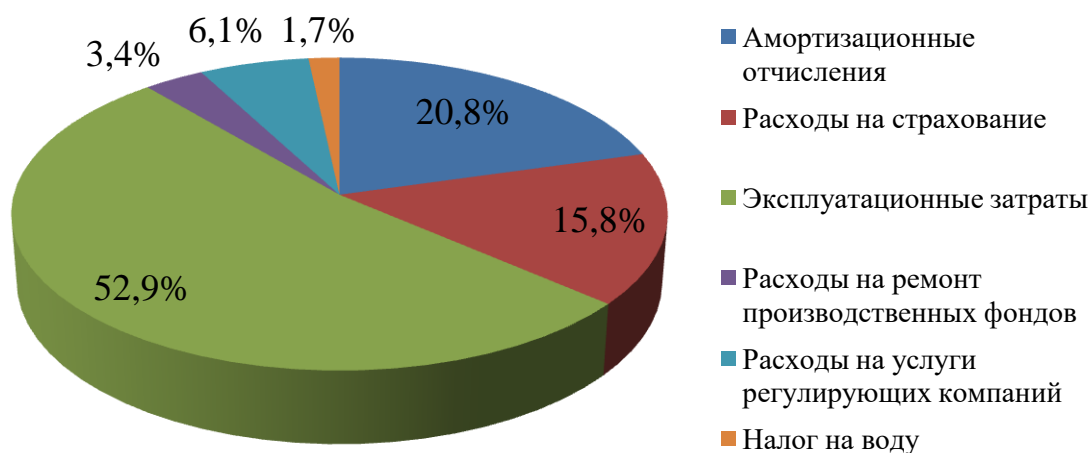


Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат по ГЭС в процентах

Из графика мы можем наблюдать, что наибольший процент от текущих расходов по ГЭС имеют эксплуатационные затраты которые в свою очередь состоят из расходов по заработной плате работникам ГЭС, отчисления на социальные нужды, энергию, амортизацию основных фондов отчисления в ремонтный фонд и прочие затраты.

7.1.3 Налоговые расходы

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

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 10,0 руб.

Предполагаемые налоговые расходы за 2029-2030 гг при отсутствии льгот приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2029	2030	2031	2032	2033
Налог на прибыль, млн.руб.	112,150	113,79	115,25	116,64	118,09
НДС, млн.руб.	27,72	142,75	144,07	145,30	146,60
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	12,54	12,54	12,54	12,54	12,54
Налог на имущество, млн.руб.	59,52	58,77	58,01	57,26	56,5
Итого, млн.руб.	211,94	327,87	329,89	331,75	333,75

Проанализировав таблицу 7.6 можно наблюдать ежегодный рост налоговых расходов за счет увеличения НДС и налога на прибыль.

7.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млн.руб.	612,97	630,42	647,06	663,56	679,65
Текущие расходы, млн.руб.	93,94	93,94	94,09	146,24	148,36
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	610,65	628,10	644,74	661,24	677,33
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	487,91	505,55	570,70	517,90	532,62
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	97,58	101,11	114,14	103,58	106,52
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	390,33	404,44	456,56	414,32	426,10
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

По данным таблицы 7.7 видно, что величина НОРАТ (чистой прибыли) напрямую зависит от выручки.

Чистая прибыль активно прирастает, что позволяет быстро и в больших объемах формировать доходы бюджета и денежные накопления предприятия.

Расчет чистой прибыли показывает, что проект будет увеличивать свою экономическую эффективность с 2022 по 2060 год.

Рост суммы чистой прибыли по проекту представлены на рисунке 7.2

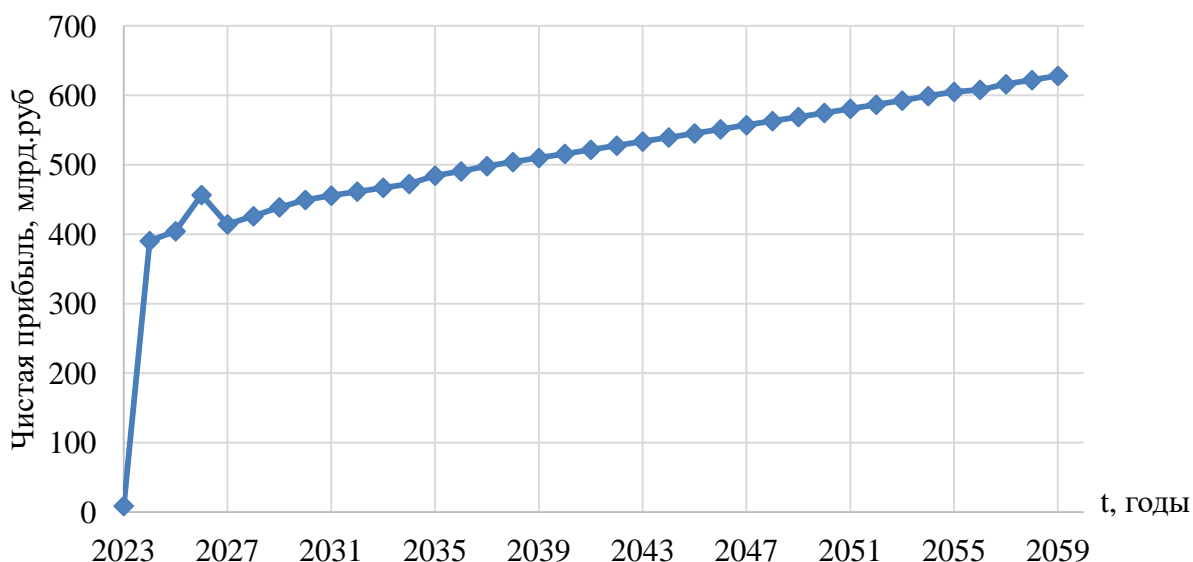


Рисунок 7.2 – Изменение суммы прибыли по проекту, млн. руб.

Анализ денежных притоков показан на рисунке 7.3. На нём видно, что с 2020 по 2025 год проект понесёт убытки. Это связано с начальными расходами реализации проекта (строительство, закупку и доставку оборудования, налогообложения и т.д.). С середины 2025 года расходы будут постепенно уменьшаться и в конце 2028 по 2060 год начнёт приносить стабильную прибыль, что говорит об успешности проекта.

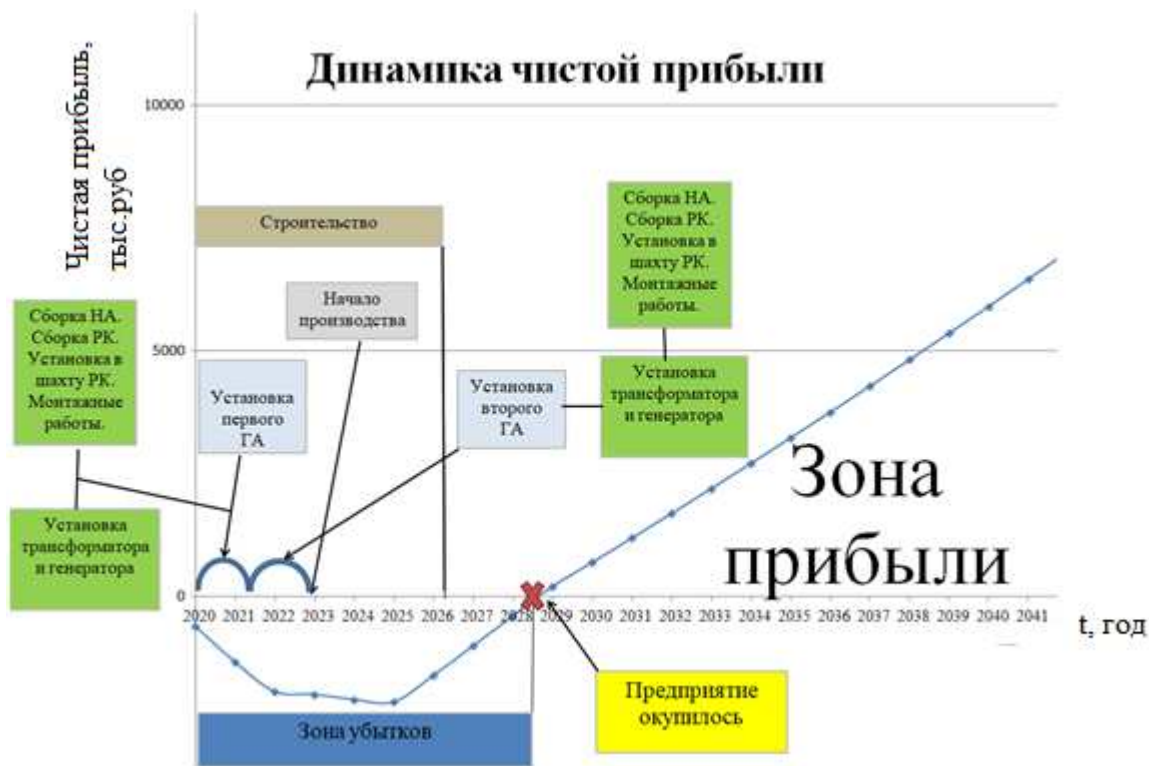


Рисунок 7.3 – Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта

7.3 Оценка инвестиционного проекта

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

7.3.1 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.

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

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Аксаутской ГЭС составляет 40 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 год.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

7.3.2 Коммерческая эффективность

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

Таблица 7.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Аксаутской ГЭС на реке Аксаут»

Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - РВ, мес	114
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	782,12
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,43
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	14,98
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,34
Удельные капиталовложения, руб/Квт	78000

Из показателей, которые приведены в таблице 7.8 видно, что период окупаемости составляет 9,5 лет, такой срок будет приемлем и не убыточен для проекта.

Также индекс прибыльности больше единицы, что указывает на перспективность развития проектируемой ГЭС.

7.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 3.2.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027
В федеральный бюджет, млн.Рублей	189,64	256,34	259,44	130,39	121,19
В региональный бюджет, млн.Рублей	6,43	6,24	6,04	47,75	61,03
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	196,07	262,58	265,48	178,14	182,22

Как видно из таблицы 7.9 большую часть налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет, складывающиеся из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль. Чем больше выручка от реализации продаж, тем выше налоговые поступления.

7.4 Анализ чувствительности

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

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

- а) Ставки налогов;
 - б) Цена сбыта;
 - в) Ставка дисконтирования;
- Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

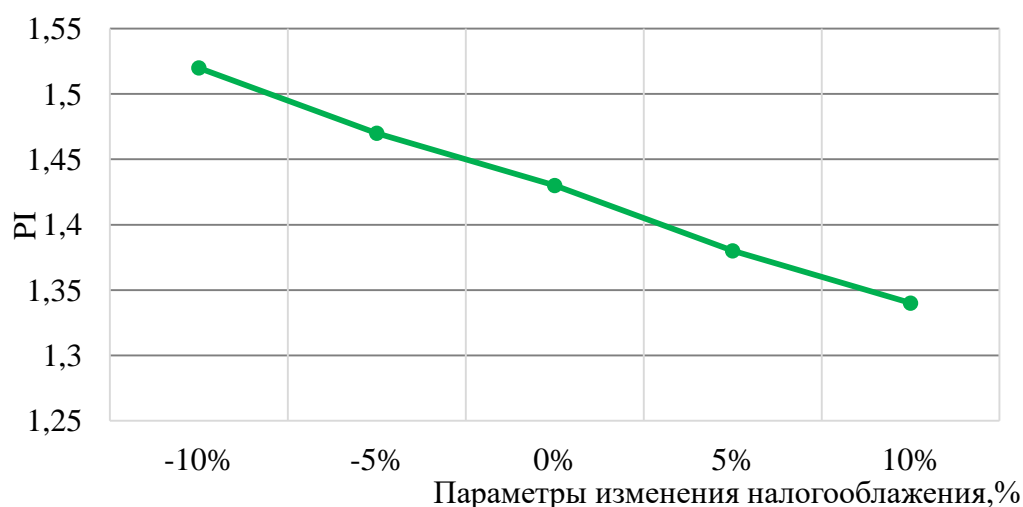


Рисунок 7.4 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Из рисунка видно, что взаимосвязь между ставкой налогообложения и индексом прибыльности прямо пропорционален. То есть при уменьшении ставки налогов, индекс прибыльности увеличивается, а при увеличении наоборот.

При уменьшении ставки налогов, проект будет быстрее окупаться ввиду увеличения чистой прибыли.

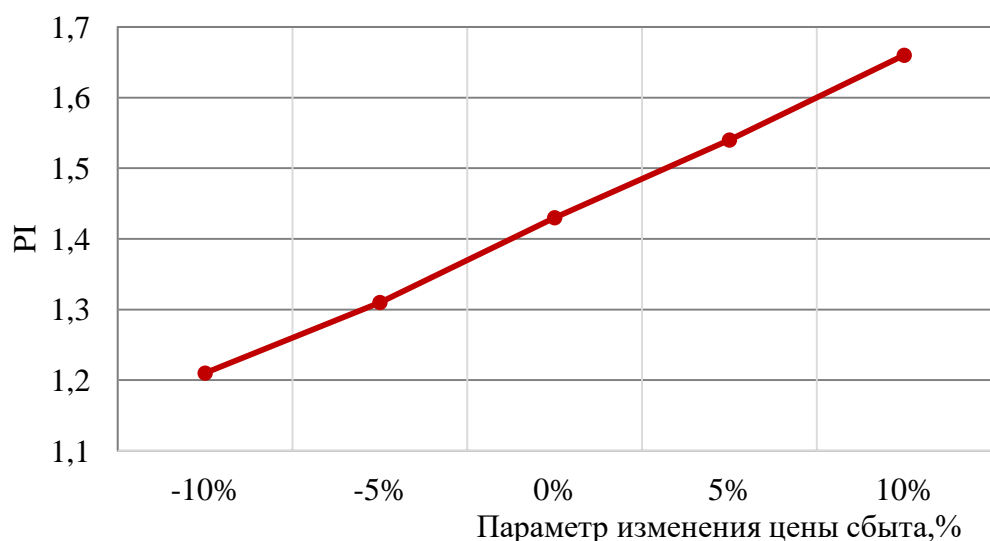


Рисунок 7.5 – Изменение значения PI от в зависимости от цены сбыта

По данному графику можно сказать, что такой показатель, как индекс прибыльности напрямую зависит от цены сбыта: с увеличением цены сбыта,

растет прибыль с каждой единицы продукции, соответственно и растет индекс прибыльности.

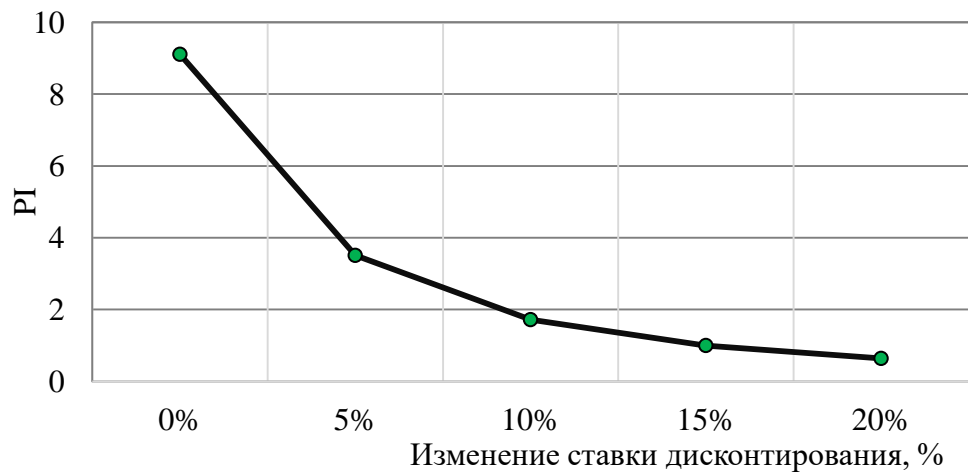


Рисунок 7.6 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

По данному графику можно сделать вывод, что величина PI имеет обратную зависимость от ставки дисконтирования. Чем выше ставка дисконтирования, тем меньше чистый приведенный доход.

8 Пневматическое хозяйство Аксаутской ГЭС

Пневматическое хозяйство ГЭС представляет собой одну или несколько самостоятельных систем высокого и низкого давления, в каждой из которых воздухопроводами объединены компрессорные установки, воздухохранилища (ресиверы) и потребители.

Потребителями низкого давления являются: системы торможения агрегатов; системы отжатия воды из камер рабочих колес турбин перед переводом генератора из режима с активной нагрузкой в режим синхронного компенсатора (иногда в этих системах применяют высокое давление, а также образователи пыли перед затворами, пневмогидравлические приборы и всякого рода пневматический инструмент. Они работают обычно при давлении 0,6-0,8 МПа.

Потребителями высокого давления являются масловоздушные котлы МНУ системы регулирования турбин, а также электрические воздушные выключатели, где давление воздуха используется в приводе выключателей и для гашения электрической дуги при отключении рабочих токов и токов короткого замыкания. МНУ используют давление воздуха в пределах 2,0-6,3 МПа.

Сжатый воздух на ГЭС получил широкое распространение благодаря большому удобству его использования, лёгкости аккумулирования, транспортабельности по трубам к потребителям.

8.1 Расчёт расхода и объёма воздуха для зарядки МНУ

Гидроаккумуляторы МНУ, используются в системе управления и регулирования гидромашин ГЭС, а также для управления предтурбинными затворами. Давление в гидроаккумуляторах равно 4,1 МПа (ГОСТ 8339-84). Сжатый воздух здесь занимает 70-80% общего объёма.

Для практических расчётов объём котлов МНУ (одно- и двух котельной схеме) принимается в зависимости от объёма гидроаккумулятора.

$$V_{\text{МНУ}} = (10..20)V_{\text{га}} = 1,34 \text{ м}^3; \quad (8.1)$$

где $V_{\text{га}}$ – объём гидроаккумулятора МНУ.

$$V_{\text{га}} = \frac{A_{\text{на}}}{p_{\text{min}}} = \frac{0,33}{2,46} = 0,134 \text{ м}^3; \quad (8.2)$$

где $A_{\text{на}}$ – необходимая работоспособность сервомотора НА;

$p_{\text{min}} = 0,6 \cdot p_{\text{ном}}$ – минимальное давление масла.

$$A_{\text{на}} = K_{\text{на}} H_{\text{max}} D_1 b_0 a_{0_{\text{max}}} = 0,04 \cdot 97,2 \cdot 1,9 \cdot 0,38 \cdot 0,1162 = 0,33; \quad (8.3)$$

где $K_{на}$ – эмпирический коэффициент, равный 0,04 для РО турбин;
 H_{max} – максимальный напор, м;
 D_1 – диаметр рабочего колеса, м;
 b_0 – высота лопаток, м;
 a_{0max} – максимальное открытие НА.

Производительность рабочих компрессоров, подачи сжатого воздуха в МНУ определим по формуле:

$$Q_{МНУ} = \frac{V_{га} k p_{МНУ} \cdot 10}{t_{зар} \cdot 60} = \frac{1,6 \cdot 0,7 \cdot 4,1 \cdot 10}{1 \cdot 60} = 0,8 \text{ м}^3/\text{мин}; \quad (8.4)$$

где $t_{зар}$ – время зарядки котла МНУ до номинального давления.

Выбираем 3 компрессора высокого давления DALGAKIRAB DKKB 40 производительностью 1,06 м³/мин. Параметры компрессора сводятся в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Параметры воздушного компрессора высокого давления.

Тип и марка компрессора	Давление нагнетания, МПа	Подача, м ³ /мин	Мощность, кВт	Габариты агрегата, м	Система охлаждения компрессора
DKKB 40	4,0	1,06	11	1,31x0,72x1,21	Воздушная

Необходимый объём воздухоотборника (ресивера), принимаем численно равным минутной производительности рабочего компрессора:

$$V_{МНУ} = Q_{МНУ} \cdot 1 \text{ мин} = 1 \cdot 1,06 = 1,06. \quad (8.5)$$

Выбираем гидроаккумулятор типа ГА 1,6/1-40, выполненный по однокотельной схеме с объёмом котла 1,6 м³.

8.2 Расчёт расхода и объёма воздуха для механической системы торможения ротора гидроагрегата.

Усилие, компенсирующее инерцию вращающихся масс, определим по формуле:

$$P_{вр.м} = 0,355 \frac{GD^2 n_{торм}}{D_{торм} t_{торм}} \cdot 10^{-3} = 0,355 \frac{28,46 \cdot 150}{3,825 \cdot 2} \cdot 10^{-3} = 0,198; \quad (8.6)$$

где GD^2 – маховый момент инерции ротора гидроагрегата;

диаметр расположения тормозных домкратов $D_{\text{торм}}$ в зависимости от диаметра статора генератора равен: $D_{\text{торм}} = 0,9 \cdot D_{\text{ст}} = 4,25 \cdot 0,9 = 3,825$ м;

$n_{\text{торм}} = 0,4n_{\text{н}}$ – допустимая частота вращения начала торможения ГА, об/мин;

$n_{\text{н}}$ – номинальная частота вращения ротора ГА, об/мин;

$t_{\text{торм}} = 2$ мин – допустимое время полной остановки ГА после начала торможения.

$$GD^2 = 2500 \cdot N_{\text{т}}^{0,8} n_{\text{н}}^{-1,2} = 2500 \cdot 27^{0,8} \cdot 375^{-1,2} = 28,46 \text{ МН} \cdot \text{м}^2. \quad (8.7)$$

Усилие, компенсирующее вращающий момент, создаваемый протечками воды, можно рассчитать по формуле:

$$GP_{\text{прот}} = 1,9 \frac{N_{\text{ном}}}{D_{\text{торм}} n_{\text{торм}}} = 1,9 \frac{27}{3,825 \cdot 150} = 0,089 \text{ МН}; \quad (8.8)$$

где $N_{\text{ном}}$ – номинальная мощность турбины, МВт.

Следовательно, требуемое суммарное усилие домкратов, обеспечивающее необходимое торможение, рассчитывается по формуле:

$$P_{\Sigma}^{\text{д}} \geq P_{\text{вр.м}} + P_{\text{прот}} = 0,172 + 0,102 = 0,274 \text{ МН}. \quad (8.9)$$

Количество тормозных домкратов определим по формуле:

$$Z_{\text{д}} = \frac{P_{\Sigma}^{\text{д}}}{P_{\text{под}}} = \frac{0,274}{0,012} \approx 24; \quad (8.10)$$

где $P_{\text{под}}$ – подъёмное усилие, создаваемое одним домкратом.

Диаметр поршня тормозного домкрата, рассчитываем по формуле:

$$d_{\text{п}} = \sqrt{\frac{4P_{\text{под}}}{\pi p_{\text{нач}}}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,012}{3,14 \cdot 0,7}} = 0,148 \text{ м}; \quad (8.11)$$

где $p_{\text{нач}} = 0,7$ МПа – начальное давление в системе торможения.

Принимаем $d_{\text{п}} = 0,2$ м.

Необходимый объём сжатого воздуха для одного цикла торможения:

$$V_{\text{торм}} = Z_{\text{д}} h \frac{\pi d_{\text{п}}^2}{4} = 24 \cdot 0,02 \frac{3,14 \cdot 0,138^2}{4} = 0,07 \text{ м}^3; \quad (8.12)$$

где $h = 0,02$ м – ход поршня домкрата.

Объём воздухосборника, рассчитывается из условия обеспечения двух циклов торможения:

$$V_{\text{в}}^{\text{торм}} = 2V_{\text{торм}} \frac{p_{\text{нач}}}{p_{\text{кон}}} = 2 \cdot 0,07 \frac{0,8}{0,6} = 0,28 \text{ м}^3. \quad (8.13)$$

Производительность компрессора низкого давления, можно найти по формуле:

$$Q_{\text{к}}^{\text{торм}} = \frac{V_{\text{в}}^{\text{торм}}}{t_{\text{зар}} \cdot 60} = \frac{0,28}{2 \cdot 60} = 0,002 \frac{\text{м}^3}{\text{мин}}; \quad (8.14)$$

где $t_{\text{зар}} = 2$ часа – время зарядки воздухосборника.

8.3 Расчёт расхода и объёма сжатого воздуха для технических нужд.

Производительность компрессора, при одновременной работе расчётного числа инструментов определённого типа в соответствии с табл. 2 рассчитаем по формуле:

$$Q_{\text{к}}^{\text{тн}} = \beta (q_1 z_1 + q_2 z_2 + \dots + q_n z_n) = 0,3 \cdot (9,3) = 2,79 \text{ м}^3/\text{мин}; \quad (8.15)$$

где $\beta = 0,3$ – коэффициент использования инструментов;

$q_1 \dots q_n$ – расход воздуха на определённый тип инструментов, $\text{м}^3/\text{мин}$;

$z_1 \dots z_n$ – количество инструментов данного типа, работающих одновременно.

Таблица 8.2 – Потребительный расход воздуха на пневматические нужды.

Тип инструмента	Расход воздуха, $\text{м}^3/\text{мин}$
Рубильный молоток	0,7
Клепальный молоток	1,1
Отбойный молоток	1
Сверлильная машинка	1,5
Реверсивная сверлильная машинка	2
Шлифовальная машинка	1
Бурильный станок	2

Объем воздухоборника для пневматических инструментов рассчитаем исходя из производительности компрессора:

$$V_B^{TH} = 1,6 \cdot \sqrt{Q_{TH}} = 1,6\sqrt{1,5} = 2,4 \text{ м}^3/\text{мин.} \quad (8.16)$$

Выбираем 3 компрессора низкого давления Spitzenreiter S-EKO158, производительностью 1,5 м³/мин. Параметры компрессора сведены в таблицу 8.3.

Таблица 8.3 – Параметры воздушного компрессора низкого давления.

Тип и марка компрессора	Давление нагнетания, МПа	Подача, м ³ /мин	Мощность, кВт	Габариты агрегата, м	Система охлаждения компрессора
S-EKO158	0,8	1,5	11	0,95x1,12x0,8	Воздушная

8.4 Выбор воздухоборников.

Вместимость воздухоборника давлением 0,8 МПа питающего систему торможения рассчитывается, не менее чем на два цикла торможения всех агрегатов, соединенных в один электрический блок. При этом избыточное давление в начале торможения принимается 0,7 МПа, в конце указанных циклов торможения - не ниже 0,6 МПа. Исходя из формулы (8.13) и (8.16) выбираем воздухоборник В-0,5. А для технических нужд В-3,2. Габариты воздухоборников сведены в таблицу 8.4.

Таблица 8.4 – Размеры воздухоборника (мм).

Обозначение	D	H	h	h ₁	h ₂	h ₃	h ₄	h ₅	h ₆
В-3,2	1200	3250	2400	2500	915	1200	2350	2500	-
В-0,5	600	2140	1500	1720	-	850	1500	1730	-

Продолжение таблицы 8.4.

Обозначение	h ₇	L	L ₁	D _{у1}	d _c	R	a	b	d
В-3,2	505	720	680	80	25	550	100	115	24
В-0,5	310	400	460	50	25	260	60	65	19

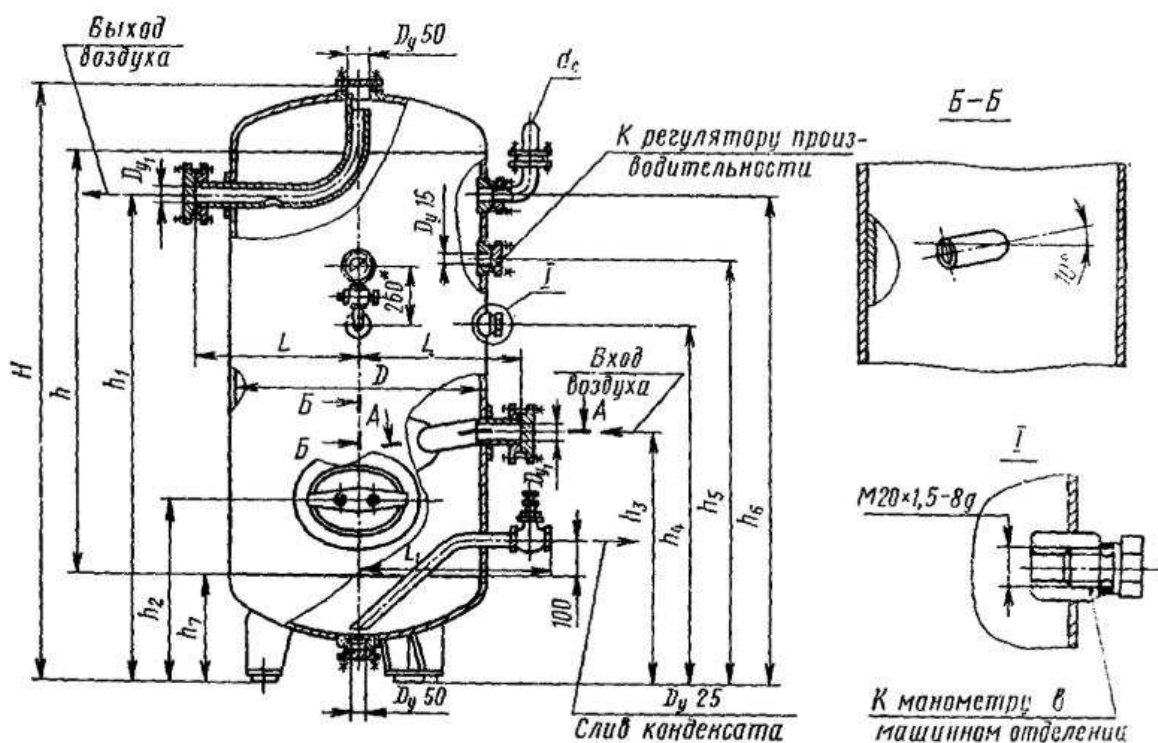


Рисунок 8.1 – Чертёж воздухоборника.

8.5 Магистральные воздухопроводы.

Воздухопроводы изготавливаются из стальных бесшовных труб, свариваемых на прямых участках. Минимальное расстояние сварного шва от начала закругления трубы принимается равным наружному диаметру трубы, но не менее 100 мм.

Диаметр воздухопроводов рассчитывается таким образом, чтобы падение давления у наиболее удаленного потребителя при максимальном расходе не превышало 5 - 8 % номинального значения. Обычно скорость сжатого воздуха в трубах принимается порядка 10 - 12 м/с.

Разборные фланцевые соединения труб применяются у арматуры, а также для участков, подвергающихся периодической разборке для очистки от отложений - между компрессорами и воздухоборниками.

Воздухопроводы прокладываются с учетом возможности их свободного температурного расширения, предотвращая расстройство соединений и недопустимости передачи дополнительных усилий на соединенные с ними компрессоры и другое оборудование

Магистральные воздухопроводы выполняются диаметром: при расчетной подаче 20 м³/мин – Ду 80, при подаче 15 м³/мин – Ду 70, при меньшей подаче – Ду 50. Отводы для присоединения пневматических инструментов выполняются Ду 25. Параметры водогазовых труб сведены в таблицу 8.5.

Таблица 8.5 – Параметры водогазовых труб.

Типоразмер трубы	Условный проход, D_y	Наружный диаметр, D	Толщина стенки, S	Марка стали	НТД
Ду 25 х 3,2	25 мм	33,5 мм	3,2 мм	Ст3пс5	ГОСТ 3262-75
Ду 50 х 3,5	50 мм	60 мм	3,5 мм	Ст3пс5	ГОСТ 3262-75

По концам всех магистралей устанавливаются продувочные вентили. Магистральные воздухопроводы распределительных устройств прокладываются с уклоном 0,3% с установкой в нижних точках вентилей для продувки сети. Ответвления к аппаратуре прокладываются с уклоном 0,3% в направлении магистрали.

8.6 Выбор измерительных приборов.

Манометры устанавливаются диаметром не менее 150 мм, класса точности не ниже 2,5. Шкала выбирается таким образом, чтобы при рабочем давлении стрелки находились в средней ее трети. Каждый манометр снабжается запорным устройством или трехходовым краном.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе рассчитаны и определены основные элементы и параметры Аксаутской ГЭС на реке Аксаут.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 45,5 МВт и среднемноголетняя выработка 291,38 млн. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 97,2 м;
- расчетный – 86,4 м;
- минимальный – 80,7 м.

При выборе турбин рассматривалось два варианта РО115-В, ПЛД115-В45°. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант турбины РО115-В с двумя гидроагрегатами при диаметре рабочих колес 1,90 м. Были построены рабочие и эксплуатационные характеристики используемой гидротурбины.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 375 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-425/110-16У4 с номинальной мощностью 25 МВт.

Далее был построен план металлической спиральной камеры круглого сечения и план направляющего аппарата с внешним регулирующим кольцом и числом лопаток равным 20 шт. Были получены зависимости открытия направляющего аппарата от хода поршня сервомотора. Максимальное открытие НА составило 142 мм при ходе поршня в 250 мм.

Четвёртым пунктом был расчёт лопатки направляющего аппарата на прочность. Методом конечных элементов, было проведено построение симметричной лопатки НА, цапфы и подшипников для гидротурбины РО115-В-190. Был произведён ручной расчёт прочности лопатки направляющего аппарата от воздействия давления воды при закрытом направляющем аппарате. Сравнивая допустимую прочность стали 10Х12НДЛ $\sigma_{доп} = 638 \text{ МПа}$ из которой изготовлена лопатка и максимальное расчётное напряжение $\sigma^{пр} = 541,73 \text{ МПа}$ делаем вывод что условие прочности выполняется с запасом не менее 15,1%

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и пожарной безопасности.

Так же был произведён расчёт и выбор основного оборудования для пневматического хозяйства высокого и низкого давления. По результатам расчётов на зарядку гидроаккумуляторов МНУ выбрали 3 компрессора высокого давления с номинальной подачей воздуха 1,06 м³/мин и давлением нагнетания 4,0 МПа. Далее на систему торможения ротора гидрогенератора и систему технических нужд были выбраны 3 компрессора низкого давления с

номинальной подачей воздуха $1,5 \text{ м}^3/\text{мин}$ и давлением нагнетания в $0,8 \text{ МПа}$. Далее были выбраны воздухохборники объёмом $3,2 \text{ м}^3$ и $0,5 \text{ м}^3$ соответственно.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – $9,5$ лет;
- себестоимость электроэнергии – $0,34 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$
- удельные капиталовложения – 78 тыс. руб./кВт .

Таким образом, строительство Аксаутской ГЭС в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ. -Саяногорск, 2005.114с.
2. Алюнов, А.Н. Онлайн Электрик: Интерактивные расчеты систем электроснабжения [Электронный ресурс] / А.Н. Алюнов. - Режим доступа: <https://online-electric.ru>.
3. ОСТ 108.023.105-84 Турбины гидравлические вертикальные поворотно – лопастные осевые. Конструктивные схемы. – Введ. 08.05.84. – Москва : Министерство энергетического машиностроения, 1984. – 91 с.
4. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие / Д.С Щавелев, Ю.С Васильев. - М.: Энергоатомиздат,1988. – 400с.
5. СТО 17230282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 30.10.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 - 42с
6. Щавелев Д.С Гидроэнергетические установки (гидроэлектростанции, насосные станции и гидроаккумулирующие электростанции): справочное пособие / Д.С Щавелев. – Л.: Энергоиздат,1981., Издание 2-е. – 520с.
7. Морозов, А.А. Турбинное оборудование гидроэлектростанций : руководство для проектирования / Под общ. ред. д-ра техн. наук проф. А. А. Морозова ; М-во электростанций СССР. Всесоюз. ин-т "Гидроэнергопроект" – Москва ; Ленинград : Госэнергоиздат, 1958. – 519 с.
8. Гидротурбины. Ковалёв Н. Н. 2-е издание. — Л.: Машиностроение, 1971. — 583 с.: ил.
9. Е.В. Невский. Проектно-изыскательское и научно-производственное акционерное общество «Институт Гидропроект». Справочник гидроэлектростанций России. Москва 1998 г.
10. РТМ 108.122.102-76 Направляющий аппарат вертикальных поворотно-лопастных и радиально-осевых гидротурбин. Кинематика механизма поворота направляющих лопаток. Типы. 1983г
11. Затеева Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.

Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.

12. Затева Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затева. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012. – 11 с.

13. Брызгалов В. И. Гидроэлектростанции: учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ. 2002.

14. Ковалев, Н.Н. Проектирование гидротурбин: учеб. пособие / Н.Н. Ковалев. – Л.: Машиностроение, 1974. – 279 с.

15. Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.»

16. 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.

17. 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;

18. 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.

19. ГОСТ 9028-76 Воздухосборники для воздушных стационарных поршневых компрессоров общего назначения. Технические условия. 2013 г.

20. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : учебное пособие по курсу "Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций" по направлению "Электроэнергетика" / Л. Н. Дудченко ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Издательский дом МЭИ, 2011.

21. СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования.

22. Земельный кодекс Российской Федерации: офиц. текст. –Москва: Маркетинг, 2008. – 55 с. 34.

23. Водный кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. – 42 с. 35.

24. Лесной кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. – 45 с.

25. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]: федер.закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

26. Бусырев А. И. Выбор основных параметров и основы проектирования вертикальных реактивных гидротурбин: учеб. пособие / А.И. Бусырев, В.А. Долгополов.- Л.: ЛПИ, 1988. – 96 с

27. Водный кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. 42 с.

28. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85» - ОАО "ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева

29. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

30. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

31. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс]: федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

32. О животном мире [Электронный ресурс]: федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водноэнергетические расчёты

Таблица А.1 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (Январь)

t, Часы	Расходы, м ³ /с											Объёмы, км ³			Отметки ВБ, м			Отметка НБ, м	Напор, м	Мощности, МВт	
	Q _{л.}	Q _{исп.}	Q _ф	Q _{быт}	Q _ш	Q _{пол}	Q _{вдхр}	Q _{сп}	Q _{шл}	Q _{ГЭС}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{вб нач.}	Z _{вб кон.}	dZ _{вб}	Z _{нб}	H	N.раб	Nгэс
18	0	1	1	26	0	24	6	12	0	30	31	0,030	0,001	0,029	1490,00	1488,59	1489,30	1392,12	96,28	25	25
19	0	1	1	26	0	24	0	12	0	24	25	0,029	0,000	0,029	1488,59	1488,59	1488,59	1392,01	95,69	20	20
20	0	1	1	26	0	24	31	12	0	55	56	0,029	0,003	0,026	1488,59	1484,43	1486,51	1392,94	92,67	45	45
21	0	1	1	26	0	24	33	12	0	57	58	0,026	0,004	0,022	1484,43	1481,60	1483,01	1392,97	89,15	45	45
22	0	1	1	26	0	24	24	12	0	48	49	0,022	0,003	0,020	1481,60	1479,39	1480,50	1392,80	86,80	37	37
23	0	1	1	26	0	24	23	12	0	47	48	0,020	0,003	0,017	1479,39	1477,19	1478,29	1392,77	84,62	35	35
24	0	1	1	26	0	24	10	12	0	34	35	0,017	0,001	0,016	1477,19	1476,25	1476,72	1392,37	83,45	25	25
1	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,016	-0,001	0,017	1476,25	1477,48	1476,87	1391,38	84,59	10	10
2	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,017	-0,001	0,019	1477,48	1478,73	1478,11	1391,38	85,82	10	10
3	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,019	-0,001	0,020	1478,73	1479,97	1479,35	1391,38	87,07	10	10
4	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,020	-0,001	0,022	1479,97	1481,17	1480,57	1391,38	88,29	10	10
5	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,022	-0,001	0,023	1481,17	1482,34	1481,75	1391,36	89,50	10	10
6	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,023	-0,001	0,025	1482,34	1483,46	1482,90	1391,36	90,64	10	10
7	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,025	-0,001	0,026	1483,46	1484,61	1484,04	1391,38	91,76	10	10
8	0	1	1	26	0	24	-1	12	0	23	24	0,026	0,000	0,026	1484,61	1484,71	1484,66	1391,97	91,79	19	19
9	0	1	1	26	0	24	2	12	0	26	27	0,026	0,000	0,026	1484,71	1484,52	1484,61	1392,08	91,63	21	21
10	0	1	1	26	0	24	13	12	0	37	38	0,026	0,001	0,025	1484,52	1483,39	1483,95	1392,47	90,58	29	29
11	0	1	1	26	0	24	10	12	0	34	35	0,025	0,001	0,023	1483,39	1482,55	1482,97	1392,37	89,70	27	27
12	0	1	1	26	0	24	8	12	0	32	33	0,023	0,001	0,023	1482,55	1481,86	1482,21	1392,30	89,01	25	25
13	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,023	-0,001	0,024	1481,86	1483,00	1482,43	1391,36	90,18	10	10
14	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,024	-0,001	0,026	1483,00	1484,14	1483,57	1391,36	91,31	10	10
15	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,026	-0,001	0,027	1484,14	1485,44	1484,79	1391,36	92,53	10	10
16	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,027	-0,001	0,029	1485,44	1487,23	1486,33	1391,36	94,08	10	10
17	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,029	-0,001	0,030	1487,23	1490,00	1488,61	1391,36	96,36	10	10

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (Февраль)

t, Часы	Расходы, м ³ /с											Объемы, км ³			Отметки ВБ, м			Отметка НБ, м	Напор, м	Мощности, МВт	
	Q _{л.}	Q _{исп.}	Q _ф	Q _{быт}	Q _ш	Q _{пол}	Q _{вдхр}	Q _{сп}	Q _{шл}	Q _{ГЭС}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{вб нач.}	Z _{вб кон.}	dZвб	Zнб	H	N.раб	Nгэс
18	0	1	1	28	0	26	7	12	0	33	34	0,030	0,001	0,029	1490,00	1488,48	1489,24	1392,33	96,01	28	28
19	0	1	1	28	0	26	0	12	0	26	27	0,029	0,000	0,029	1488,48	1488,48	1488,48	1392,08	95,50	22	22
20	0	1	1	28	0	26	29	12	0	55	56	0,029	0,003	0,026	1488,48	1484,74	1486,61	1392,94	92,77	45	45
21	0	1	1	28	0	26	31	12	0	57	58	0,026	0,003	0,023	1484,74	1482,24	1483,49	1392,97	89,62	45	45
22	0	1	1	28	0	26	24	12	0	50	51	0,023	0,003	0,020	1482,24	1480,23	1481,23	1392,84	87,49	38	38
23	0	1	1	28	0	26	22	12	0	48	49	0,020	0,002	0,018	1480,23	1478,27	1479,25	1392,80	85,55	36	36
24	0	1	1	28	0	26	12	12	0	38	39	0,018	0,001	0,017	1478,27	1477,19	1477,73	1392,50	84,33	28	28
1	0	1	1	28	0	26	-13	12	0	13	14	0,017	-0,001	0,018	1477,19	1478,36	1477,78	1391,51	85,37	10	10
2	0	1	1	28	0	26	-13	12	0	13	14	0,018	-0,001	0,020	1478,36	1479,52	1478,94	1391,51	86,53	10	10
3	0	1	1	28	0	26	-13	12	0	13	14	0,020	-0,001	0,021	1479,52	1480,66	1480,09	1391,51	87,68	10	10
4	0	1	1	28	0	26	-13	12	0	13	14	0,021	-0,001	0,022	1480,66	1481,75	1481,21	1391,51	88,80	10	10
5	0	1	1	28	0	26	-14	12	0	12	13	0,022	-0,001	0,024	1481,75	1482,87	1482,31	1391,45	89,96	10	10
6	0	1	1	28	0	26	-14	12	0	12	13	0,024	-0,001	0,025	1482,87	1483,97	1483,42	1391,45	91,07	10	10
7	0	1	1	28	0	26	-14	12	0	12	13	0,025	-0,001	0,027	1483,97	1485,21	1484,59	1391,45	92,24	10	10
8	0	1	1	28	0	26	0	12	0	26	27	0,027	0,000	0,027	1485,21	1485,21	1485,21	1392,08	92,22	21	21
9	0	1	1	28	0	26	5	12	0	31	32	0,027	0,001	0,026	1485,21	1484,74	1484,97	1392,26	91,81	24	25
10	0	1	1	28	0	26	13	12	0	39	40	0,026	0,001	0,025	1484,74	1483,65	1484,19	1392,53	90,76	31	31
11	0	1	1	28	0	26	11	12	0	37	38	0,025	0,001	0,024	1483,65	1482,79	1483,22	1392,47	89,85	29	29
12	0	1	1	28	0	26	10	12	0	36	37	0,024	0,001	0,023	1482,79	1482,00	1482,39	1392,43	89,06	28	28
13	0	1	1	28	0	26	-14	12	0	12	13	0,023	-0,001	0,024	1482,00	1483,10	1482,55	1391,45	90,20	10	10
14	0	1	1	28	0	26	-14	12	0	12	13	0,024	-0,001	0,026	1483,10	1484,22	1483,66	1391,45	91,31	10	10
15	0	1	1	28	0	26	-14	12	0	12	13	0,026	-0,001	0,027	1484,22	1485,51	1484,86	1391,45	92,52	10	10
16	0	1	1	28	0	26	-14	12	0	12	13	0,027	-0,001	0,029	1485,51	1487,27	1486,39	1391,45	94,04	10	10
17	0	1	1	28	0	26	-14	12	0	12	13	0,029	-0,001	0,030	1487,27	1490,00	1488,64	1391,45	96,29	10	10

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (Март)

t, Часы	Расходы, м ³ /с											Объемы, км ³			Отметки ВБ, м			Отметка НБ, м	Напор, м	Мощности, МВт	
	Q _{л.}	Q _{исп.}	Q _ф	Q _{быт}	Q _ш	Q _{пол}	Q _{вдхр}	Q _{сп}	Q _{шл}	Q _{ГЭС}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{вб нач.}	Z _{вб кон.}	dZ _{вб}	Z _{нб}	H	N _{раб}	N _{гэс}
20	0	1	1	37	0	35	18	12	0	54	55	0,0300	0,0020	0,0280	1490,00	1486,53	1488,27	1392,92	94,44	45	45
21	0	1	1	37	0	35	20	12	0	56	57	0,0280	0,0022	0,0258	1486,53	1484,34	1485,43	1392,96	91,58	45	45
22	0	1	1	37	0	35	14	12	0	50	51	0,0258	0,0016	0,0242	1484,34	1483,13	1483,73	1392,84	89,99	40	40
23	0	1	1	37	0	35	13	12	0	49	50	0,0242	0,0015	0,0227	1483,13	1482,04	1482,59	1392,82	88,87	38	38
24	0	1	1	37	0	35	3	12	0	39	40	0,0227	0,0003	0,0224	1482,04	1481,78	1481,91	1392,53	88,47	30	30
1	0	1	1	37	0	35	-5	12	0	31	32	0,0224	-0,0005	0,0229	1481,78	1482,19	1481,98	1392,27	88,82	10	10
2	0	1	1	37	0	35	-5	12	0	31	32	0,0229	-0,0005	0,0235	1482,19	1482,60	1482,40	1392,27	89,23	10	10
3	0	1	1	37	0	35	-5	12	0	31	32	0,0235	-0,0005	0,0240	1482,60	1482,98	1482,79	1392,27	89,62	10	10
4	0	1	1	37	0	35	-5	12	0	31	32	0,0240	-0,0006	0,0246	1482,98	1483,40	1483,19	1392,26	90,03	10	10
5	0	1	1	37	0	35	-5	12	0	31	32	0,0246	-0,0005	0,0251	1483,40	1483,81	1483,61	1392,27	90,44	10	10
6	0	1	1	37	0	35	-5	12	0	31	32	0,0251	-0,0006	0,0256	1483,81	1484,25	1484,03	1392,26	90,87	10	10
7	0	1	1	37	0	35	-5	12	0	31	32	0,0256	-0,0006	0,0262	1484,25	1484,71	1484,48	1392,26	91,31	10	10
8	0	1	1	37	0	35	-6	12	0	30	31	0,0262	-0,0007	0,0269	1484,71	1485,31	1485,01	1392,23	91,88	24	24
9	0	1	1	37	0	35	-4	12	0	32	33	0,0269	-0,0004	0,0273	1485,31	1485,76	1485,54	1392,30	92,34	26	26
10	0	1	1	37	0	35	5	12	0	41	42	0,0273	0,0006	0,0268	1485,76	1485,21	1485,48	1392,60	91,99	33	33
11	0	1	1	37	0	35	2	12	0	38	39	0,0268	0,0002	0,0265	1485,21	1485,00	1485,10	1392,50	91,70	31	31
12	0	1	1	37	0	35	1	12	0	37	38	0,0265	0,0001	0,0264	1485,00	1484,90	1484,95	1392,47	91,58	30	30
13	0	1	1	37	0	35	-5	12	0	31	32	0,0264	-0,0005	0,0270	1484,90	1485,40	1485,15	1392,27	91,98	10	10
14	0	1	1	37	0	35	-5	12	0	31	32	0,0270	-0,0005	0,0275	1485,40	1485,95	1485,68	1392,27	92,51	10	10
15	0	1	1	37	0	35	-5	12	0	31	32	0,0275	-0,0005	0,0280	1485,95	1486,59	1486,27	1392,27	93,10	10	10
16	0	1	1	37	0	35	-5	12	0	31	32	0,0280	-0,0005	0,0286	1486,59	1487,32	1486,96	1392,27	93,79	10	10
17	0	1	1	37	0	35	-5	12	0	31	32	0,0286	-0,0005	0,0291	1487,32	1488,19	1487,76	1392,27	94,59	10	10
18	0	1	1	37	0	35	-2	12	0	34	35	0,0291	-0,0002	0,0293	1488,19	1488,59	1488,39	1392,37	95,12	29	28
19	0	1	1	37	0	35	-6	12	0	29	30	0,0293	-0,0007	0,0300	1488,59	1490,00	1489,30	1392,19	96,21	25	25

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (Апрель)

t, Часы	Расходы, м ³ /с											Объемы, км ³			Отметки ВБ, м			Отметка НБ, м	Напор, м	Мощности, МВт	
	Q _{л.}	Q _{исп.}	Q _ф	Q _{быт}	Q _ш	Q _{пол}	Q _{вдхр}	Q _{сп}	Q _{шл}	Q _{ГЭС}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{вб нач.}	Z _{вб кон.}	dZвб	Zнб	Н	N.раб	Nгэс
10	0	1	1	41	0	39	13	12	0	53	54	0,0300	0,0014	0,0286	1490,00	1489,59	1489,80	1392,87	96,03	45	45
11	0	1	1	41	0	39	13	12	0	53	54	0,0286	0,0014	0,0272	1489,59	1489,12	1489,36	1392,87	95,59	45	45
12	0	1	1	41	0	39	13	12	0	53	54	0,0272	0,0014	0,0258	1489,12	1488,61	1488,87	1392,88	95,09	45	45
13	0	1	1	41	0	39	14	12	0	54	55	0,0258	0,0015	0,0243	1488,61	1488,05	1488,33	1392,89	94,54	45	45
14	0	1	1	41	0	39	14	12	0	54	55	0,0243	0,0015	0,0228	1488,05	1487,43	1487,74	1392,90	93,93	45	45
15	0	1	1	41	0	39	15	12	0	55	56	0,0228	0,0016	0,0213	1487,43	1486,76	1487,10	1392,92	93,28	45	45
16	0	1	1	41	0	39	15	12	0	55	56	0,0213	0,0016	0,0197	1486,76	1486,05	1486,41	1392,93	92,58	45	45
17	0	1	1	41	0	39	16	12	0	56	57	0,0197	0,0017	0,0179	1486,05	1485,25	1485,65	1392,97	91,78	45	45
18	0	1	1	41	0	39	16	12	0	56	57	0,0179	0,0017	0,0162	1485,25	1484,42	1484,84	1392,97	90,97	45	45
19	0	1	1	41	0	39	16	12	0	56	57	0,0162	0,0018	0,0144	1484,42	1483,54	1483,98	1392,98	90,10	45	45
20	0	1	1	41	0	39	17	12	0	57	58	0,0144	0,0018	0,0126	1483,54	1482,59	1483,07	1392,99	89,17	45	45
21	0	1	1	41	0	39	17	12	0	57	58	0,0126	0,0019	0,0108	1482,59	1481,58	1482,09	1393,01	88,17	45	45
22	0	1	1	41	0	39	18	12	0	58	59	0,0108	0,0020	0,0088	1481,58	1480,46	1481,02	1393,04	87,08	45	45
23	0	1	1	41	0	39	19	12	0	59	60	0,0088	0,0021	0,0067	1480,46	1479,22	1479,84	1393,07	85,87	45	45
24	0	1	1	41	0	39	11	12	0	51	52	0,0067	0,0012	0,0055	1479,22	1478,46	1478,84	1392,81	85,13	38	38
1	0	1	1	41	0	39	-27	12	0	13	14	0,0055	-0,0029	0,0085	1478,46	1480,27	1479,36	1391,42	87,04	10	10
2	0	1	1	41	0	39	-27	12	0	13	14	0,0085	-0,0029	0,0114	1480,27	1481,92	1481,10	1391,42	88,77	10	10
3	0	1	1	41	0	39	-27	12	0	13	14	0,0114	-0,0029	0,0143	1481,92	1483,46	1482,69	1391,42	90,37	10	10
4	0	1	1	41	0	39	-27	12	0	13	14	0,0143	-0,0029	0,0172	1483,46	1484,90	1484,18	1391,42	91,86	10	10
5	0	1	1	41	0	39	-27	12	0	13	14	0,0172	-0,0029	0,0201	1484,90	1486,26	1485,58	1391,42	93,26	10	10
6	0	1	1	41	0	39	-27	12	0	13	14	0,0201	-0,0029	0,0230	1486,26	1487,52	1486,89	1391,42	94,56	10	10
7	0	1	1	41	0	39	-27	12	0	13	14	0,0230	-0,0029	0,0260	1487,52	1488,67	1488,09	1391,42	95,77	10	10
8	0	1	1	41	0	39	-27	12	0	13	14	0,0260	-0,0029	0,0289	1488,67	1489,66	1489,17	1391,42	96,84	10	10
9	0	1	1	41	0	39	-11	12	0	29	30	0,0289	-0,0012	0,0300	1489,66	1490,00	1489,83	1392,09	96,84	25	25

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (Сентябрь)

t, Часы	Расходы, м ³ /с											Объемы, км ³			Отметки ВБ, м			Отметка НБ, м	Напор, м	Мощности, МВт	
	Q _{л.}	Q _{исп.}	Q _ф	Q _{быт}	Q _ш	Q _{пол}	Q _{вдхр}	Q _{сп}	Q _{шл}	Q _{ГЭС}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{вб нач.}	Z _{вб кон.}	dZ _{вб}	Z _{нб}	H	N.раб	N _{гэс}
9	0	1	1	42	0	39	14	12	1	53	54	0,0300	0,0016	0,0285	1490,00	1489,54	1489,77	1392,87	96,00	45	45
10	0	1	1	42	0	39	14	12	1	53	54	0,0285	0,0016	0,0269	1489,54	1489,01	1489,28	1392,87	95,51	45	45
11	0	1	1	42	0	39	15	12	1	54	55	0,0269	0,0017	0,0252	1489,01	1488,39	1488,70	1392,90	94,90	45	45
12	0	1	1	42	0	39	15	12	1	54	55	0,0252	0,0017	0,0236	1488,39	1487,73	1488,06	1392,90	94,26	45	45
13	0	1	1	42	0	39	16	12	1	55	56	0,0236	0,0018	0,0218	1487,73	1486,98	1487,36	1392,94	93,52	45	45
14	0	1	1	42	0	39	16	12	1	55	56	0,0218	0,0018	0,0200	1486,98	1486,20	1486,59	1392,94	92,76	45	45
15	0	1	1	42	0	39	16	12	1	55	56	0,0200	0,0018	0,0182	1486,20	1485,38	1485,79	1392,94	91,95	45	45
16	0	1	1	42	0	39	17	12	1	56	57	0,0182	0,0019	0,0163	1485,38	1484,47	1484,92	1392,97	91,06	45	45
17	0	1	1	42	0	39	19	12	1	58	59	0,0163	0,0021	0,0142	1484,47	1483,41	1483,94	1393,04	90,00	45	45
18	0	1	1	42	0	39	19	12	1	58	59	0,0142	0,0021	0,0121	1483,41	1482,29	1482,85	1393,03	88,92	45	45
19	0	1	1	42	0	39	20	12	1	59	60	0,0121	0,0022	0,0098	1482,29	1481,06	1481,68	1393,07	87,71	45	45
20	0	1	1	42	0	39	21	12	1	60	61	0,0098	0,0023	0,0075	1481,06	1479,69	1480,38	1393,10	86,38	45	45
21	0	1	1	42	0	39	22	12	1	61	62	0,0075	0,0025	0,0050	1479,69	1478,12	1478,90	1393,13	84,87	45	45
22	0	1	1	42	0	39	23	12	1	62	63	0,0050	0,0026	0,0025	1478,12	1476,22	1477,17	1393,17	83,10	45	45
23	0	1	1	42	0	39	20	12	1	59	60	0,0025	0,0022	0,0002	1476,22	1474,24	1475,23	1393,07	81,26	40	40
24	0	1	1	42	0	39	-33	12	1	6	7	0,0002	-0,0037	0,0039	1474,24	1477,33	1475,79	1390,90	83,98	10	10
1	0	1	1	42	0	39	-32	12	1	7	8	0,0039	-0,0036	0,0075	1477,33	1479,69	1478,51	1390,99	86,62	10	10
2	0	1	1	42	0	39	-32	12	1	7	8	0,0075	-0,0036	0,0111	1479,69	1481,75	1480,72	1390,99	88,83	10	10
3	0	1	1	42	0	39	-32	12	1	7	8	0,0111	-0,0036	0,0146	1481,75	1483,64	1482,69	1390,98	90,81	10	10
4	0	1	1	42	0	39	-32	12	1	7	8	0,0146	-0,0036	0,0182	1483,64	1485,38	1484,51	1390,99	92,62	10	10
5	0	1	1	42	0	39	-33	12	1	6	7	0,0182	-0,0037	0,0219	1485,38	1487,03	1486,21	1390,90	94,41	10	10
6	0	1	1	42	0	39	-33	12	1	6	7	0,0219	-0,0037	0,0256	1487,03	1488,52	1487,78	1390,90	95,98	10	10
7	0	1	1	42	0	39	-33	12	1	6	7	0,0256	-0,0037	0,0293	1488,52	1489,78	1489,15	1390,90	97,35	10	10
8	0	1	1	42	0	39	-7	12	1	32	33	0,0293	-0,0008	0,0300	1489,78	1490,00	1489,89	1392,18	96,81	27	27

Продолжение приложения А

Таблица А.6 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (Октябрь)

t, Часы	Расходы, м ³ /с											Объемы, км ³			Отметки ВБ, м			Отметка НБ, м	Напор, м	Мощности, МВт	
	Q _{л.}	Q _{исп.}	Q _ф	Q _{быт}	Q _ш	Q _{пол}	Q _{вдхр}	Q _{сп}	Q _{шл}	Q _{ГЭС}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{вб нач.}	Z _{вб кон.}	dZвб	Zнб	H	N.раб	Nгэс
20	0	1	1	39	0	37	17	12	0	54	55	0,0300	0,0019	0,0281	1490,00	1486,67	1488,34	1392,92	94,51	45	45
21	0	1	1	39	0	37	19	12	0	56	57	0,0281	0,0021	0,0260	1486,67	1484,52	1485,60	1392,96	91,74	45	45
22	0	1	1	39	0	37	14	12	0	51	52	0,0260	0,0016	0,0244	1484,52	1483,30	1483,91	1392,87	90,14	40	40
23	0	1	1	39	0	37	12	12	0	49	50	0,0244	0,0013	0,0231	1483,30	1482,29	1482,80	1392,82	89,08	38	38
24	0	1	1	39	0	37	1	12	0	38	39	0,0231	0,0001	0,0230	1482,29	1482,21	1482,25	1392,50	88,85	30	30
1	0	1	1	39	0	37	-4	12	0	33	34	0,0230	-0,0004	0,0234	1482,21	1482,52	1482,36	1392,34	89,12	10	10
2	0	1	1	39	0	37	-4	12	0	33	34	0,0234	-0,0004	0,0238	1482,52	1482,83	1482,68	1392,34	89,43	10	10
3	0	1	1	39	0	37	-4	12	0	33	34	0,0238	-0,0004	0,0242	1482,83	1483,14	1482,98	1392,34	89,74	10	10
4	0	1	1	39	0	37	-4	12	0	33	34	0,0242	-0,0004	0,0246	1483,14	1483,45	1483,29	1392,34	90,05	10	10
5	0	1	1	39	0	37	-4	12	0	33	34	0,0246	-0,0004	0,0250	1483,45	1483,76	1483,60	1392,34	90,36	10	10
6	0	1	1	39	0	37	-4	12	0	33	34	0,0250	-0,0004	0,0254	1483,76	1484,08	1483,92	1392,34	90,67	10	10
7	0	1	1	39	0	37	-4	12	0	33	34	0,0254	-0,0004	0,0258	1484,08	1484,40	1484,24	1392,34	91,00	10	10
8	0	1	1	39	0	37	-7	12	0	30	31	0,0258	-0,0008	0,0266	1484,40	1485,08	1484,74	1392,23	91,62	24	24
9	0	1	1	39	0	37	-5	12	0	32	33	0,0266	-0,0006	0,0272	1485,08	1485,62	1485,35	1392,30	92,15	26	26
10	0	1	1	39	0	37	3	12	0	40	41	0,0272	0,0003	0,0268	1485,62	1485,29	1485,45	1392,56	91,99	33	32
11	0	1	1	39	0	37	1	12	0	38	39	0,0268	0,0001	0,0267	1485,29	1485,18	1485,23	1392,50	91,83	31	31
12	0	1	1	39	0	37	0	12	0	37	38	0,0267	0,0000	0,0267	1485,18	1485,18	1485,18	1392,47	91,81	30	30
13	0	1	1	39	0	37	-4	12	0	33	34	0,0267	-0,0004	0,0271	1485,18	1485,58	1485,38	1392,34	92,14	10	10
14	0	1	1	39	0	37	-4	12	0	33	34	0,0271	-0,0004	0,0276	1485,58	1486,02	1485,80	1392,34	92,56	10	10
15	0	1	1	39	0	37	-4	12	0	33	34	0,0276	-0,0004	0,0280	1486,02	1486,50	1486,26	1392,34	93,02	10	10
16	0	1	1	39	0	37	-4	12	0	33	34	0,0280	-0,0004	0,0284	1486,50	1487,05	1486,78	1392,34	93,53	10	10
17	0	1	1	39	0	37	-4	12	0	33	34	0,0284	-0,0004	0,0288	1487,05	1487,66	1487,35	1392,34	94,11	10	10
18	0	1	1	39	0	37	-2	12	0	35	36	0,0288	-0,0002	0,0290	1487,66	1488,03	1487,84	1392,40	94,54	29	29
19	0	1	1	39	0	37	-9	12	0	28	29	0,0290	-0,0010	0,0300	1488,03	1490,00	1489,01	1392,16	95,96	25	25

Продолжение приложения А

Таблица А.7 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (Ноябрь)

t, Часы	Расходы, м ³ /с											Объемы, км ³			Отметки ВБ, м			Отметка НБ, м	Напор, м	Мощности, МВт	
	Q _{л.}	Q _{исп.}	Q _ф	Q _{быт}	Q _ш	Q _{пол}	Q _{вдхр}	Q _{сп}	Q _{шл}	Q _{ГЭС}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{вб нач.}	Z _{вб кон.}	dZвб	Zнб	H	N.раб	Nгэс
18	0	1	1	29	0	27	6	12	0	33	34	0,030	0,001	0,029	1490,00	1488,67	1489,34	1392,33	96,11	28	28
19	0	1	1	29	0	27	-1	12	0	26	27	0,029	0,000	0,029	1488,67	1488,88	1488,78	1392,08	95,79	22	22
20	0	1	1	29	0	27	28	12	0	55	56	0,029	0,003	0,027	1488,88	1485,01	1486,95	1392,94	93,10	45	45
21	0	1	1	29	0	27	30	12	0	57	58	0,027	0,003	0,023	1485,01	1482,55	1483,78	1392,97	89,91	45	45
22	0	1	1	29	0	27	23	12	0	50	51	0,023	0,002	0,021	1482,55	1480,66	1481,61	1392,84	87,87	38	39
23	0	1	1	29	0	27	21	12	0	48	49	0,021	0,002	0,019	1480,66	1478,81	1479,74	1392,80	86,04	36	36
24	0	1	1	29	0	27	-10	12	0	17	18	0,019	-0,001	0,020	1478,81	1479,74	1479,27	1391,70	86,68	28	13
1	0	1	1	29	0	27	-10	12	0	17	18	0,020	-0,001	0,021	1479,74	1480,65	1480,19	1391,70	87,59		13
2	0	1	1	29	0	27	-10	12	0	17	18	0,021	-0,001	0,022	1480,65	1481,52	1481,08	1391,70	88,49		13
3	0	1	1	29	0	27	-10	12	0	17	18	0,022	-0,001	0,023	1481,52	1482,36	1481,94	1391,70	89,35		13
4	0	1	1	29	0	27	-10	12	0	17	18	0,023	-0,001	0,024	1482,36	1483,18	1482,77	1391,70	90,17		13
5	0	1	1	29	0	27	-10	12	0	17	18	0,024	-0,001	0,025	1483,18	1484,01	1483,59	1391,70	90,99		13
6	0	1	1	29	0	27	-10	12	0	17	18	0,025	-0,001	0,026	1484,01	1484,90	1484,45	1391,70	91,86		13
7	0	1	1	29	0	27	-10	12	0	17	18	0,026	-0,001	0,028	1484,90	1485,97	1485,44	1391,70	92,84		14
8	0	1	1	29	0	27	-1	12	0	26	27	0,028	0,000	0,028	1485,97	1486,09	1486,03	1392,08	93,05	21	21
9	0	1	1	29	0	27	3	12	0	30	31	0,028	0,000	0,027	1486,09	1485,75	1485,92	1392,23	92,79	24	24
10	0	1	1	29	0	27	12	12	0	39	40	0,027	0,001	0,026	1485,75	1484,58	1485,16	1392,53	91,73	31	31
11	0	1	1	29	0	27	9	12	0	36	37	0,026	0,001	0,025	1484,58	1483,83	1484,20	1392,43	90,87	29	29
12	0	1	1	29	0	27	8	12	0	35	36	0,025	0,001	0,024	1483,83	1483,20	1483,51	1392,40	90,21	28	28
13	0	1	1	29	0	27	-11	12	0	16	17	0,024	-0,001	0,025	1483,20	1484,05	1483,62	1391,68	91,05		13
14	0	1	1	29	0	27	-11	12	0	16	17	0,025	-0,001	0,027	1484,05	1485,01	1484,53	1391,67	91,96		13
15	0	1	1	29	0	27	-11	12	0	16	17	0,027	-0,001	0,028	1485,01	1486,18	1485,60	1391,67	93,03		13
16	0	1	1	29	0	27	-11	12	0	16	17	0,028	-0,001	0,029	1486,18	1487,76	1486,97	1391,67	94,40		13
17	0	1	1	29	0	27	-11	12	0	16	17	0,029	-0,001	0,030	1487,76	1490,00	1488,88	1391,67	96,31		14

Продолжение приложения А

Таблица А.8 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (Декабрь)

t, Часы	Расходы, м ³ /с											Объемы, км ³			Отметки ВБ, м			Отметка НБ, м	Напор, м	Мощности, МВт	
	Q _{л.}	Q _{исп.}	Q _ф	Q _{быт}	Q _ш	Q _{пол}	Q _{вдхр}	Q _{сп}	Q _{шл}	Q _{ГЭС}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{вб нач.}	Z _{вб кон.}	dZ _{вб}	Z _{нб}	H	N.раб	N _{гэс}
18	0	1	1	26	0	24	6	12	0	30	31	0,030	0,001	0,029	1490,00	1488,59	1489,30	1392,12	96,28	25	25
19	0	1	1	26	0	24	0	12	0	24	25	0,029	0,000	0,029	1488,59	1488,59	1488,59	1392,01	95,69	20	20
20	0	1	1	26	0	24	31	12	0	55	56	0,029	0,003	0,026	1488,59	1484,43	1486,51	1392,94	92,67	45	45
21	0	1	1	26	0	24	33	12	0	57	58	0,026	0,004	0,022	1484,43	1481,60	1483,01	1392,97	89,15	45	45
22	0	1	1	26	0	24	24	12	0	48	49	0,022	0,003	0,020	1481,60	1479,39	1480,50	1392,80	86,80	37	37
23	0	1	1	26	0	24	23	12	0	47	48	0,020	0,003	0,017	1479,39	1477,19	1478,29	1392,77	84,62	35	35
24	0	1	1	26	0	24	10	12	0	34	35	0,017	0,001	0,016	1477,19	1476,25	1476,72	1392,37	83,45	25	25
1	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,016	-0,001	0,017	1476,25	1477,48	1476,87	1391,38	84,59	10	10
2	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,017	-0,001	0,019	1477,48	1478,73	1478,11	1391,38	85,82	10	10
3	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,019	-0,001	0,020	1478,73	1479,97	1479,35	1391,38	87,07	10	10
4	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,020	-0,001	0,022	1479,97	1481,17	1480,57	1391,38	88,29	10	10
5	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,022	-0,001	0,023	1481,17	1482,34	1481,75	1391,36	89,50	10	10
6	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,023	-0,001	0,025	1482,34	1483,46	1482,90	1391,36	90,64	10	10
7	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,025	-0,001	0,026	1483,46	1484,61	1484,04	1391,38	91,76	10	10
8	0	1	1	26	0	24	-1	12	0	23	24	0,026	0,000	0,026	1484,61	1484,71	1484,66	1391,97	91,79	19	19
9	0	1	1	26	0	24	2	12	0	26	27	0,026	0,000	0,026	1484,71	1484,52	1484,61	1392,08	91,63	21	21
10	0	1	1	26	0	24	13	12	0	37	38	0,026	0,001	0,025	1484,52	1483,39	1483,95	1392,47	90,58	29	29
11	0	1	1	26	0	24	10	12	0	34	35	0,025	0,001	0,023	1483,39	1482,55	1482,97	1392,37	89,70	27	27
12	0	1	1	26	0	24	8	12	0	32	33	0,023	0,001	0,023	1482,55	1481,86	1482,21	1392,30	89,01	25	25
13	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,023	-0,001	0,024	1481,86	1483,00	1482,43	1391,36	90,18	10	10
14	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,024	-0,001	0,026	1483,00	1484,14	1483,57	1391,36	91,31	10	10
15	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,026	-0,001	0,027	1484,14	1485,44	1484,79	1391,36	92,53	10	10
16	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,027	-0,001	0,029	1485,44	1487,23	1486,33	1391,36	94,08	10	10
17	0	1	1	26	0	24	-13	12	0	11	12	0,029	-0,001	0,030	1487,23	1490,00	1488,61	1391,36	96,36	10	10

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

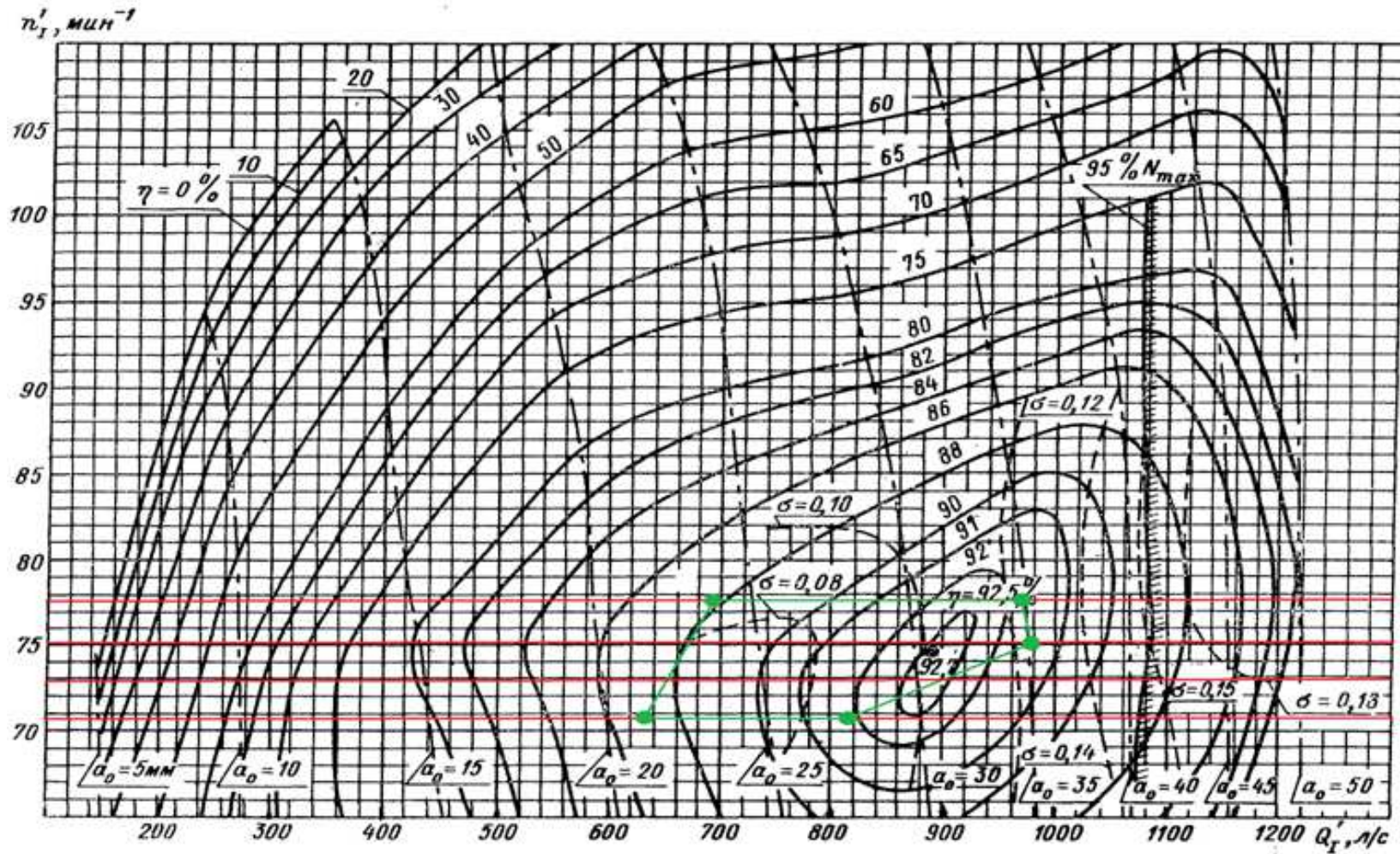


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика турбины PO115-B-190

Продолжение приложения Б

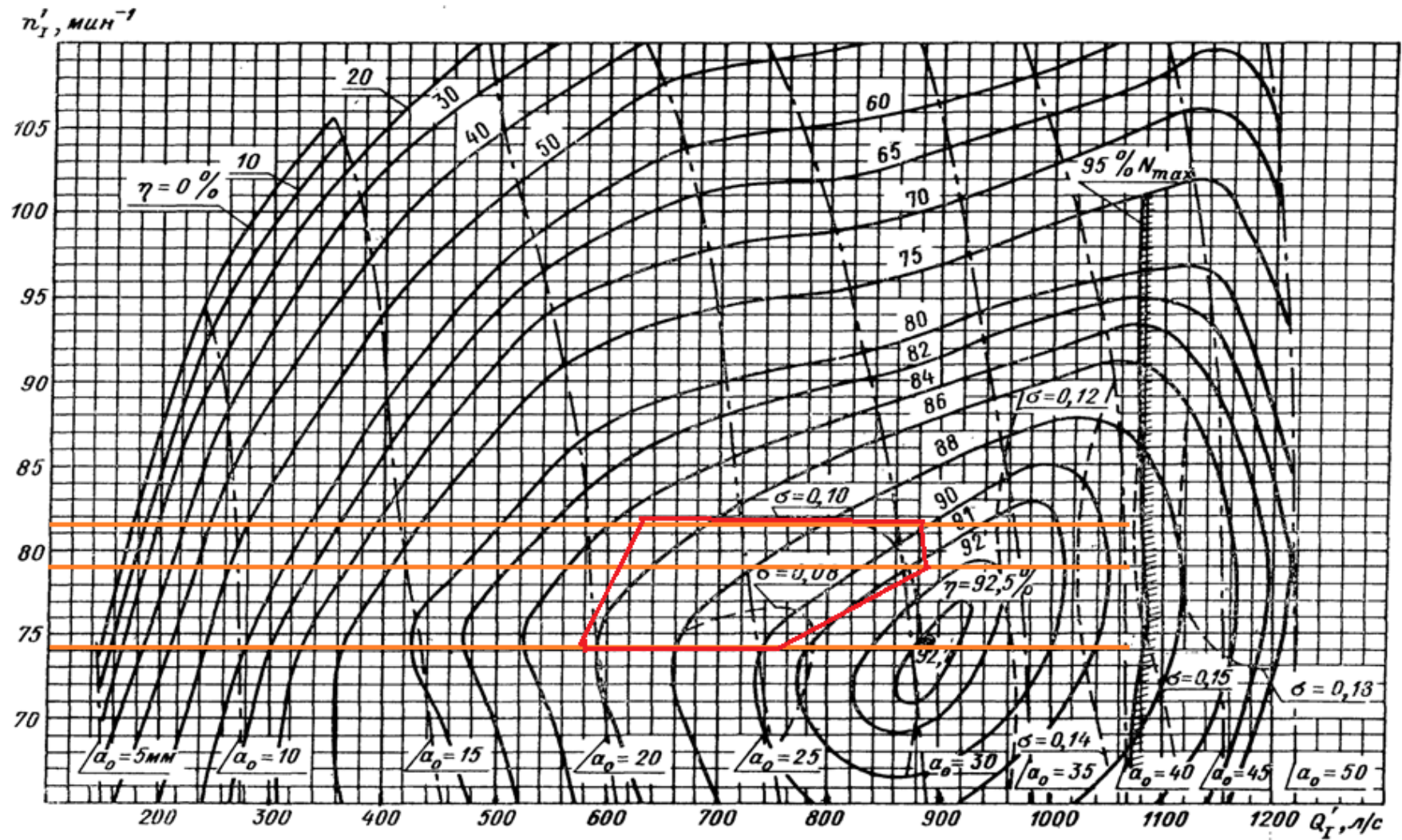
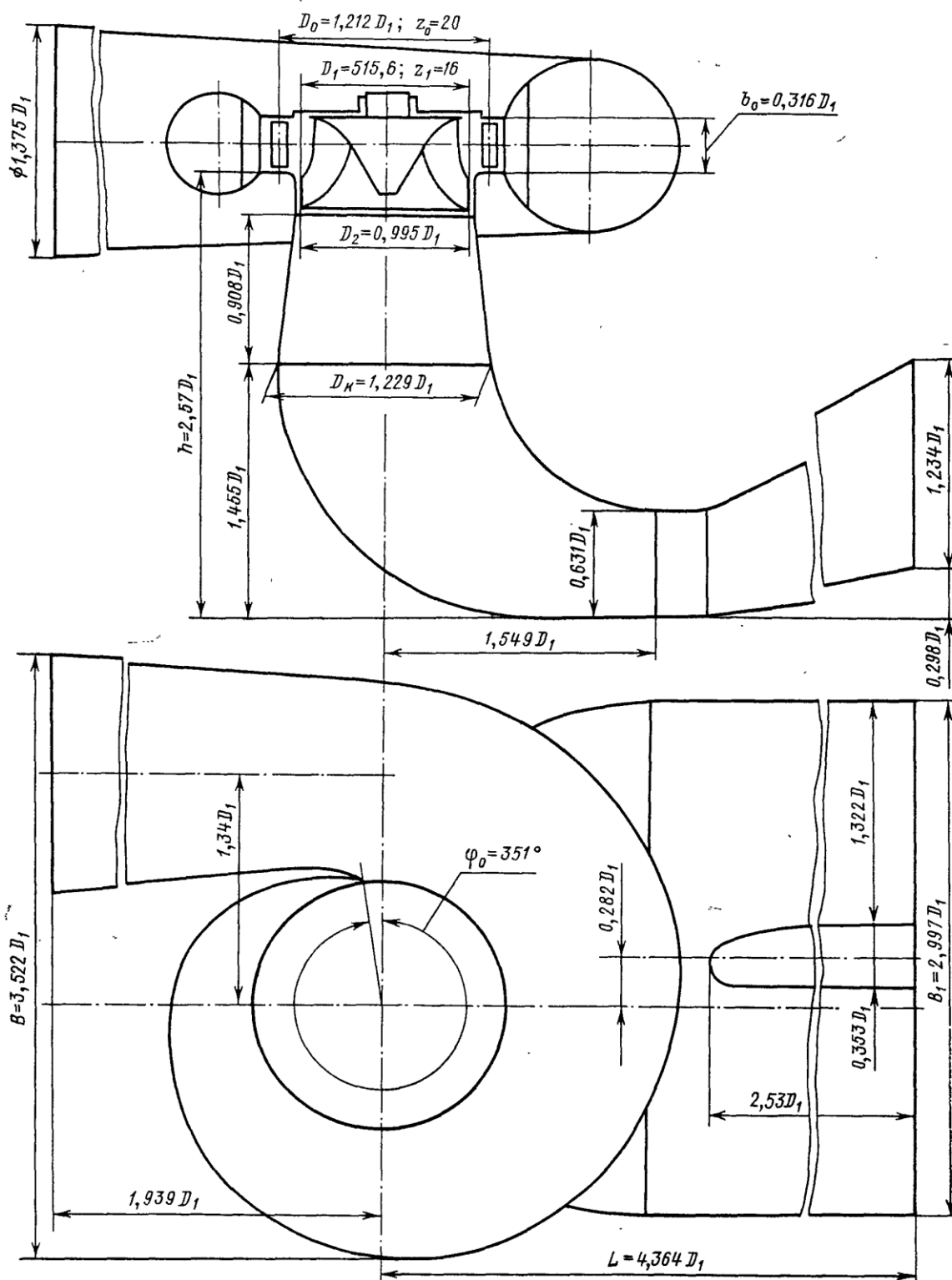


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика турбины PO115-B-200

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Проточная часть модели гидротурбины РО115-В

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



Черт. 49

Рисунок В.1 – Проточная часть модели гидротурбины РО115-В

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Эксплуатационная характеристика гидротурбины PO115-B-190

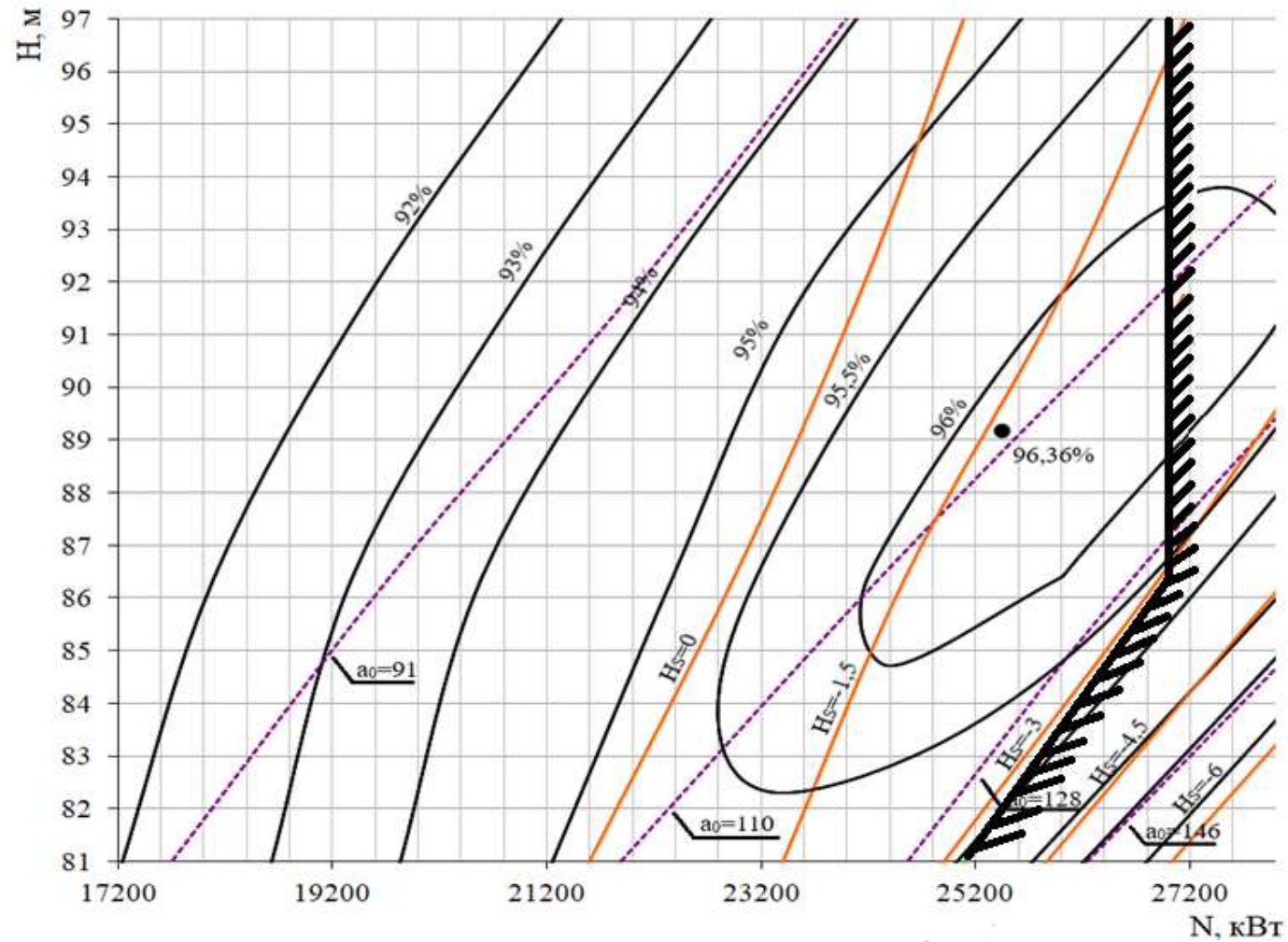


Рисунок Г.1 – Эксплуатационная характеристика гидротурбины PO115-B-190

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

План спиральной камеры

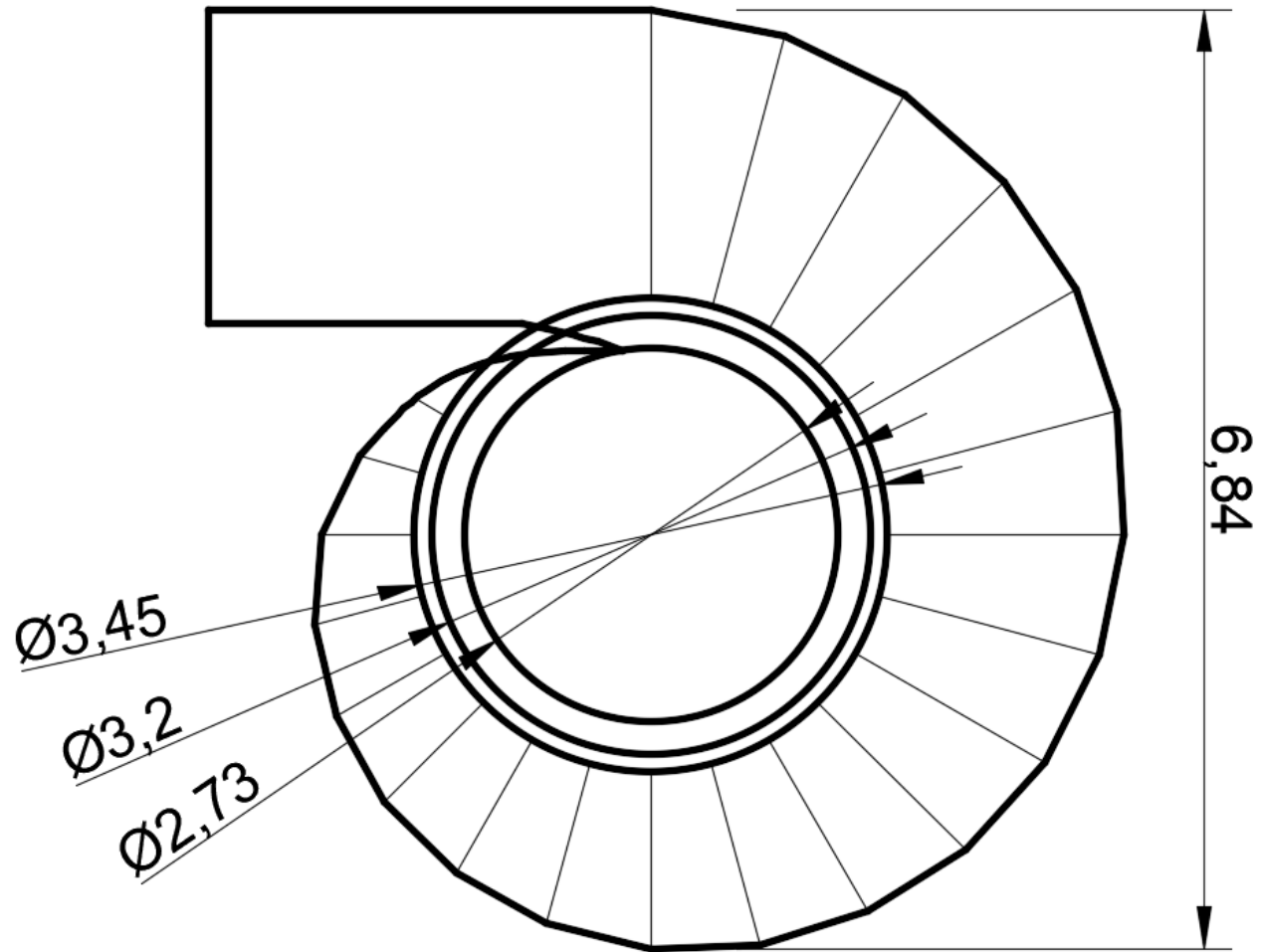
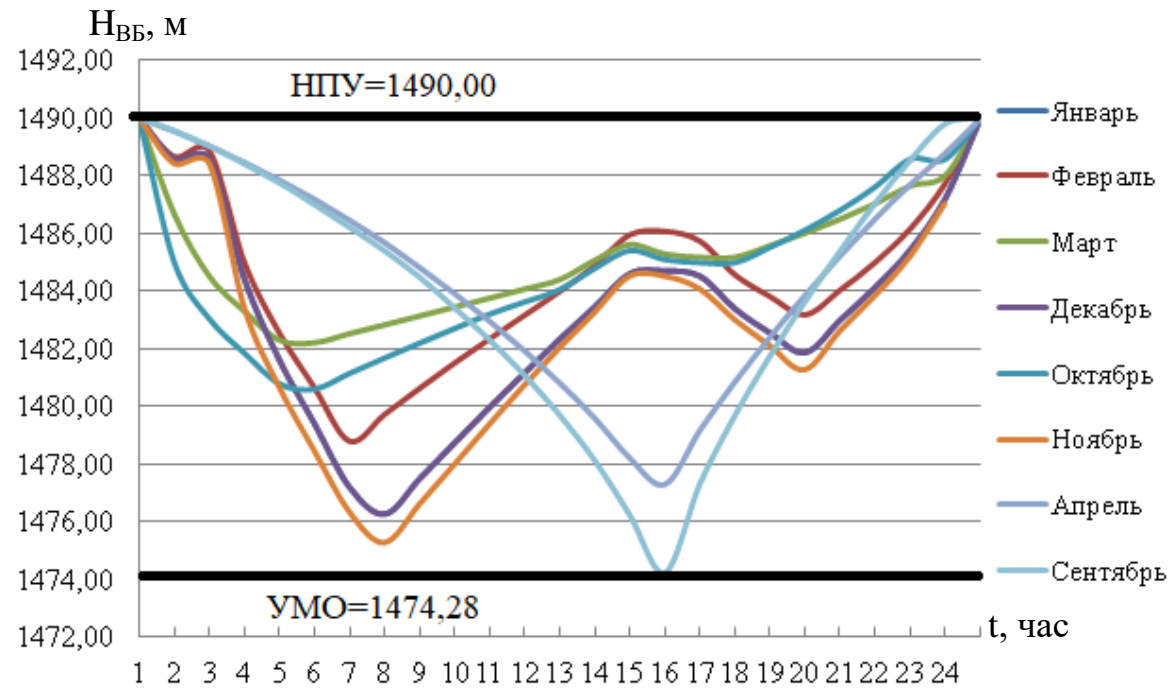


Рисунок Д.1 – План спиральной камеры

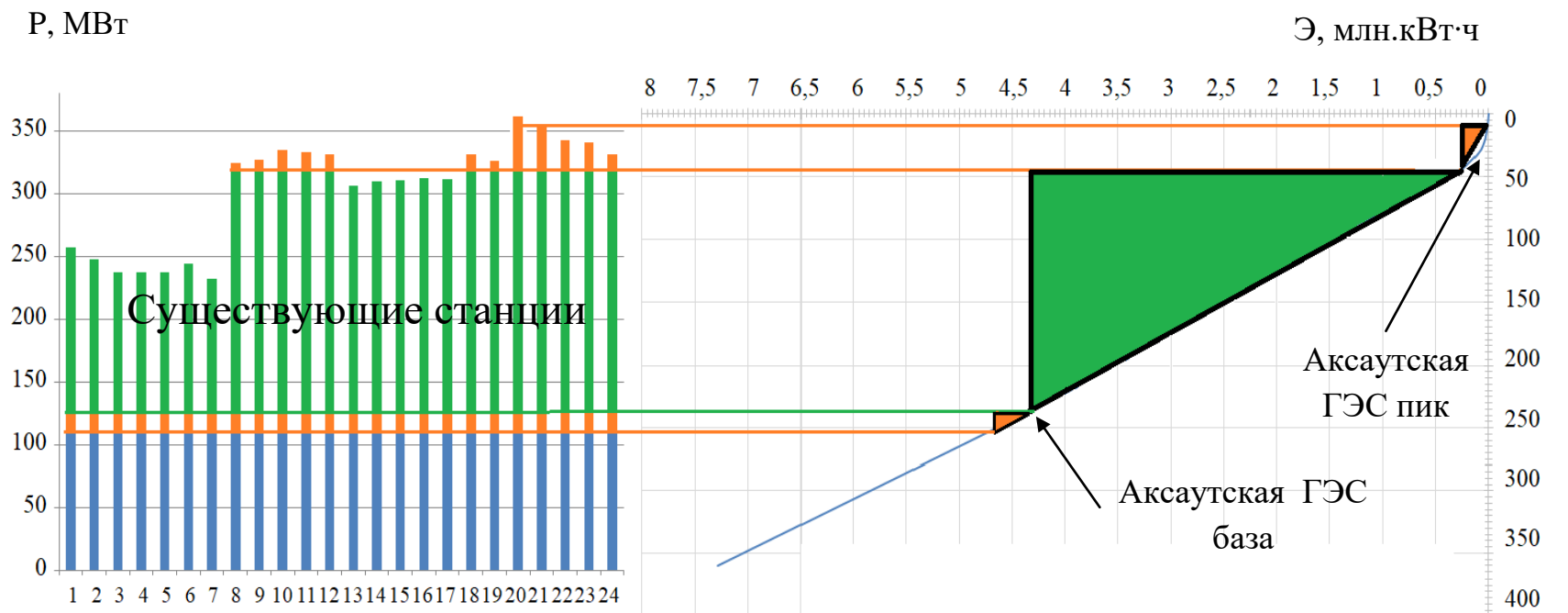
Проектирование Аксаутской ГЭС на реке Аксаут.

$\mathcal{E} = 291,38$ млн.кВт·ч
 $N_{уст} = 45,5$ МВт

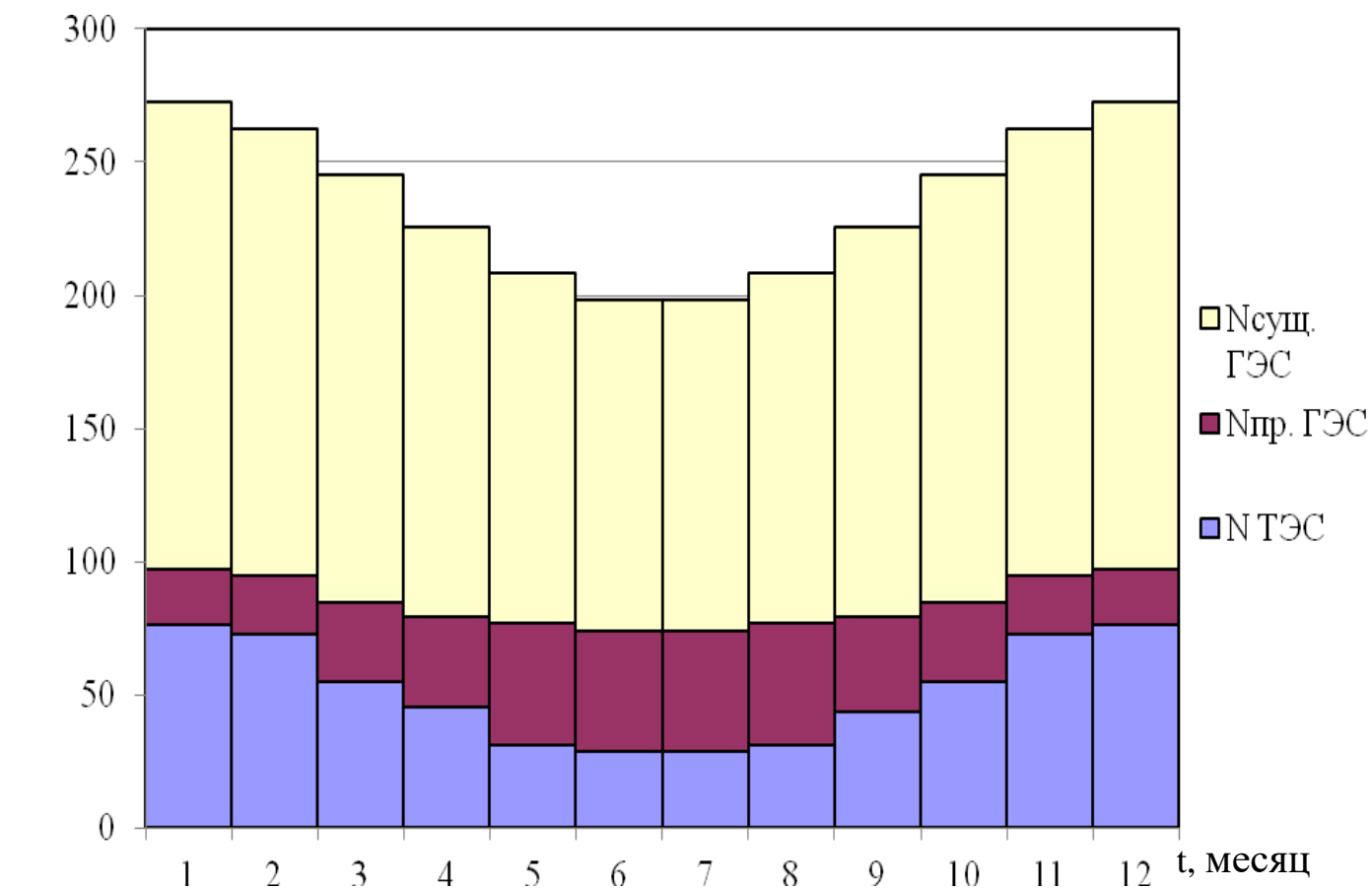
График сработки - наполнения водохранилища суточного регулирования



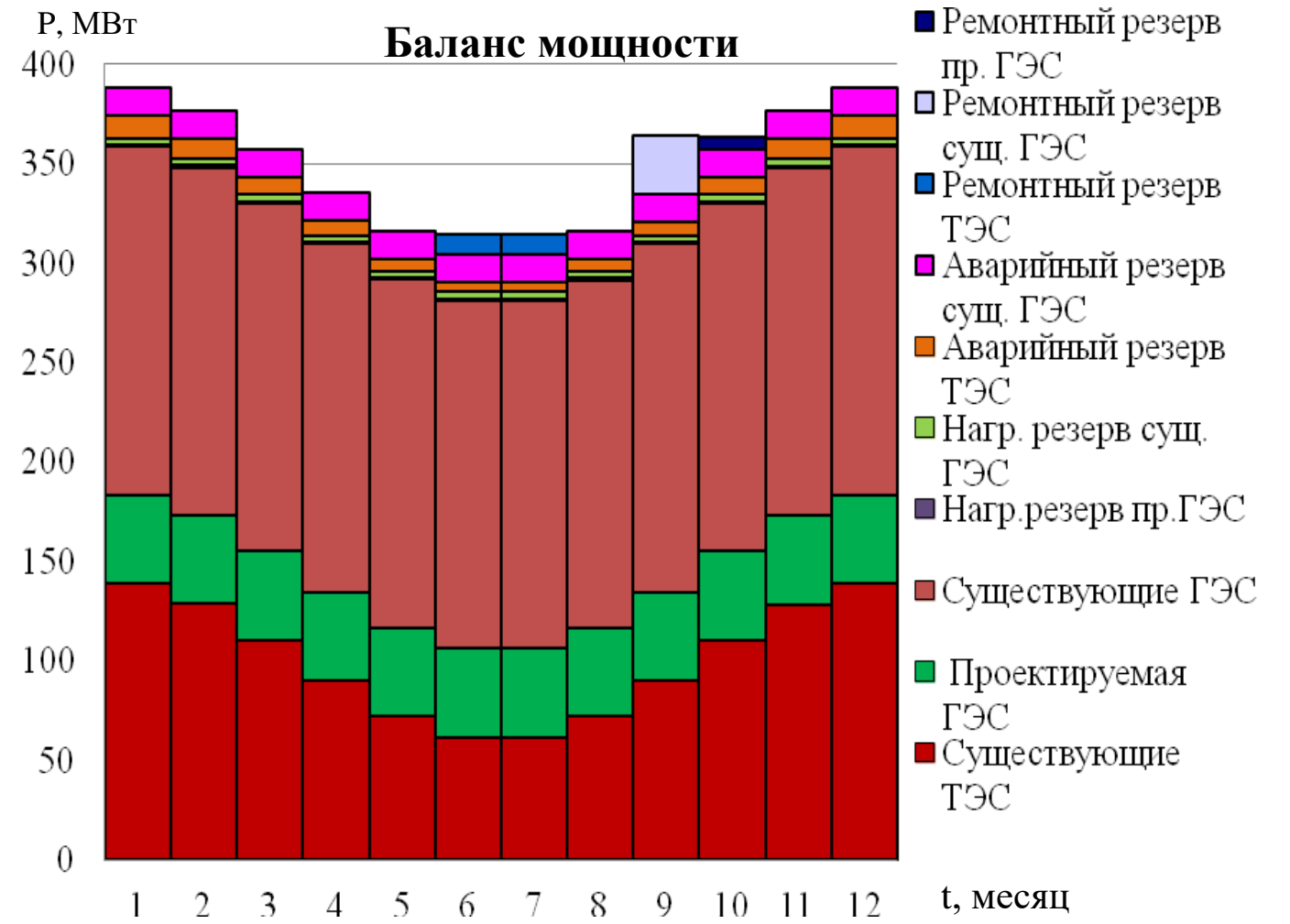
Зимний суточный график нагрузок и интегральная кривая нагрузок Карачаево-Черкесского РДУ



Баланс энергии



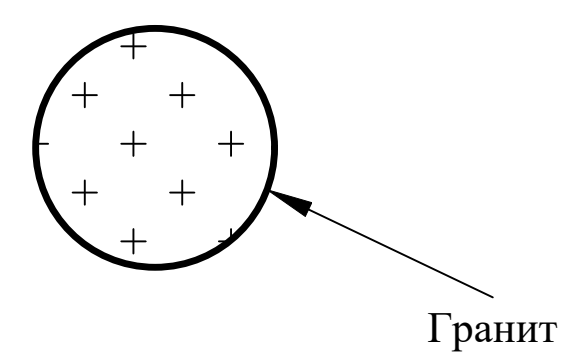
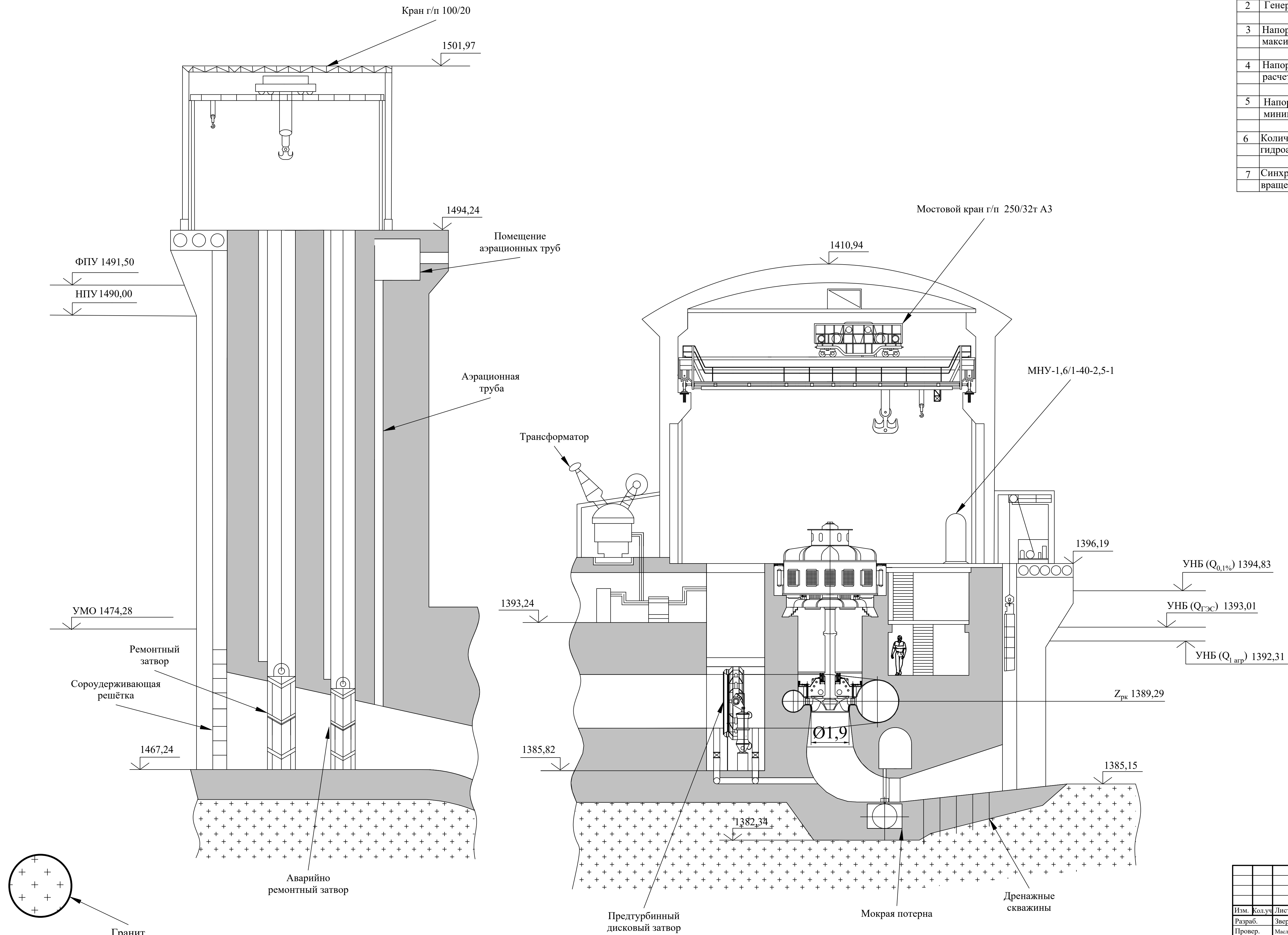
Баланс мощности



Разрез по зданию Аксаутской ГЭС Масштаб 1:100

Основные характеристики гидросилового оборудования

	Наименование	Тип, параметры
1	Турбина радиально-осевая	РО115-В-190
2	Генератор	СВ-425/110-16У4
3	Напор максимальный, м	97,2
4	Напор расчетный, м	86,4
5	Напор минимальный, м	80,7
6	Количество гидроагрегатов, шт	2
7	Синхронная частота вращения, об/мин	375

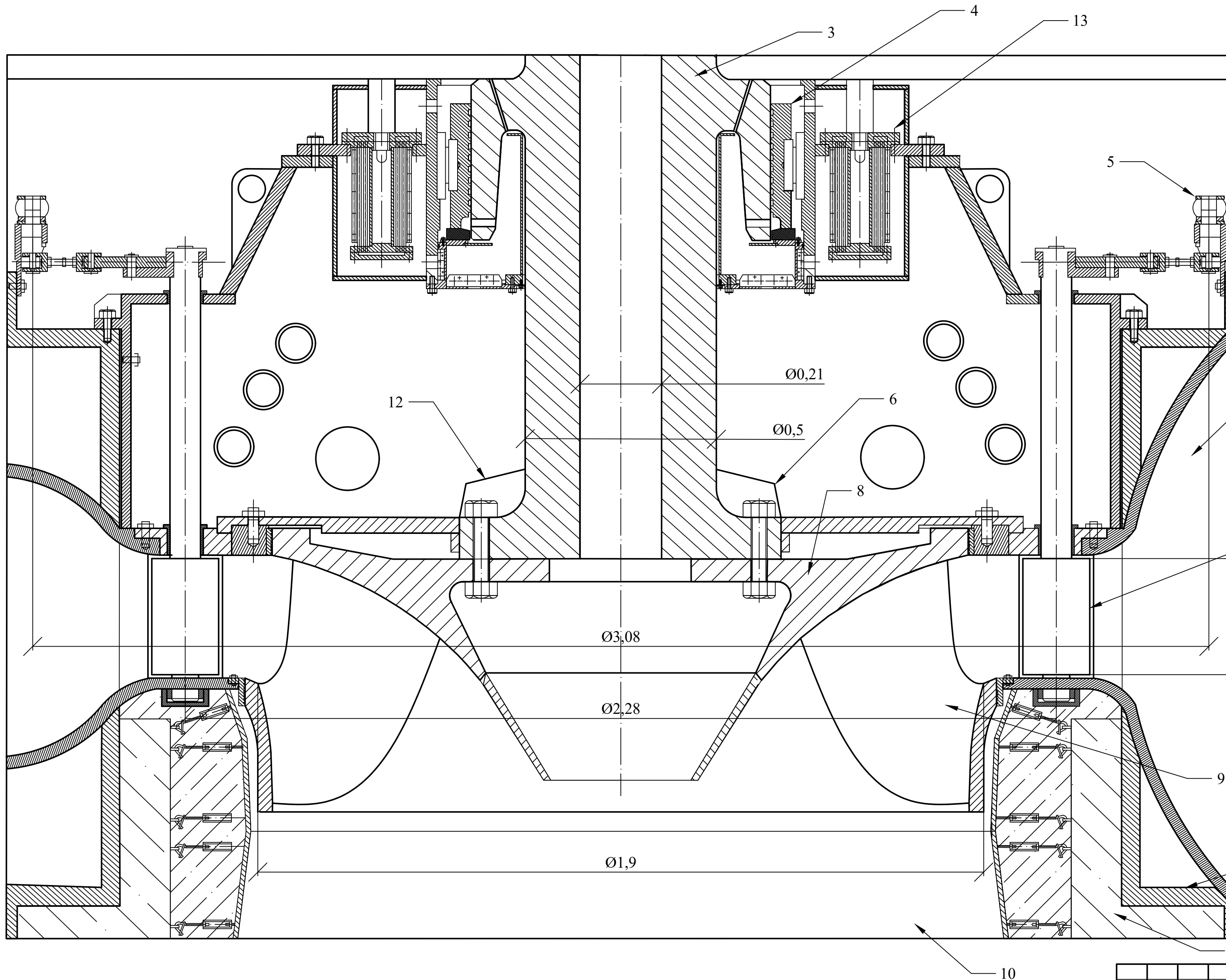


ВКР - 15.03.02 - 1624601				
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись
Разраб.	Зверев			
Провер.	Масленникова			
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.	Андряс			
Проектирование Аксаутской ГЭС на реке Аксаут			Стадия	Лист
Разрез по зданию ГЭС			-	1
Кафедра гидросооружений и гидромашин			-	6

Разрез по турбине Аксаутской ГЭС

Масштаб 1:8

Основные характеристики
гидротурбины



№	Наименование	Тип, параметры
1	Турбина радиально-осевая	PO115-B-190
2	Количество колонн статора	10
3	Количество лопастей НА	20
4	Материал подшипника	Баббит
5	Количество гидроагрегатов, шт	2
6	Номинальная мощность, МВт	45,5

Численные обозначения

- 1-Спиральная камера;
- 2-Статор турбины;
- 3-Вал турбины;
- 4-Направляющий подшипник;
- 5-Система поворота лопатки;
- 6-Фланец вала;
- 7-Лопатка НА;
- 8-Рабочее колесо;
- 9-Лопасты рабочего колеса;
- 10-Отсасывающая труба;
- 11-Фундаментальные части;
- 12-Уплотнение вала;
- 13-Система охлаждения п/п.

ВКР - 15.03.02 - 1624601					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Зверев				
Провер.	Масленникова				
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.	Андряс				
Проектирование Аксаутской ГЭС на реке Аксаут				Стадия	Лист
Разрез гидроагрегата Аксаутской ГЭС.				-	3
Листов				6	
Кафедра гидросооружений и гидромашин					

Изм. № подл. Подпись и дата

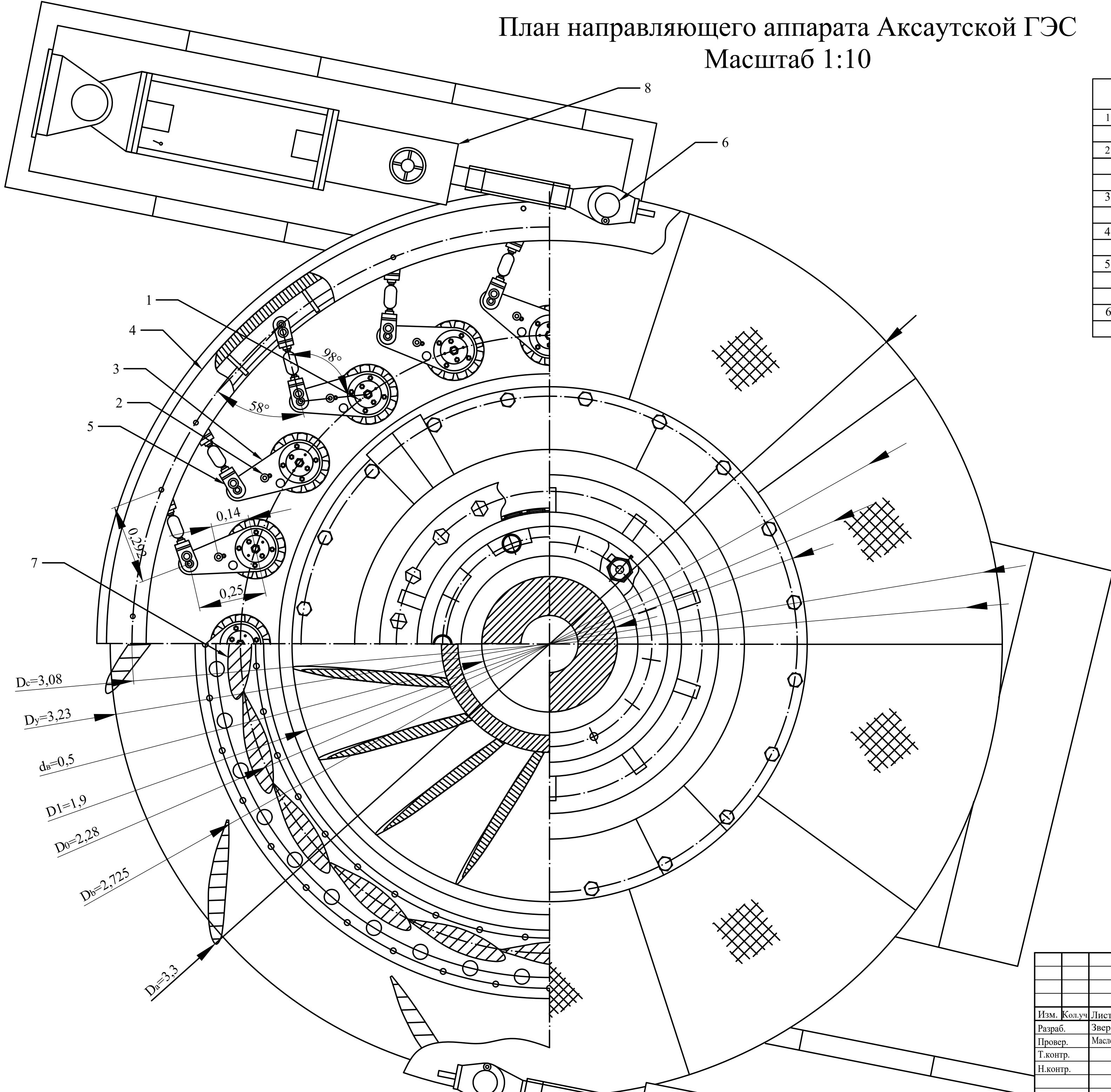
Взам. инв. №

План направляющего аппарата Аксаутской ГЭС

Масштаб 1:10

Основные данные
направляющего аппарата

	Наименование	Тип, параметры
1	Тип привода НА	Внешнее регулирующее кольцо
2	Диаметр регулирующего кольца, м	3,23
3	Угол охвата СК	351°
4	Количество лопаток НА	20
5	Количество сервомоторов	2
6	Количество колонн статора	10



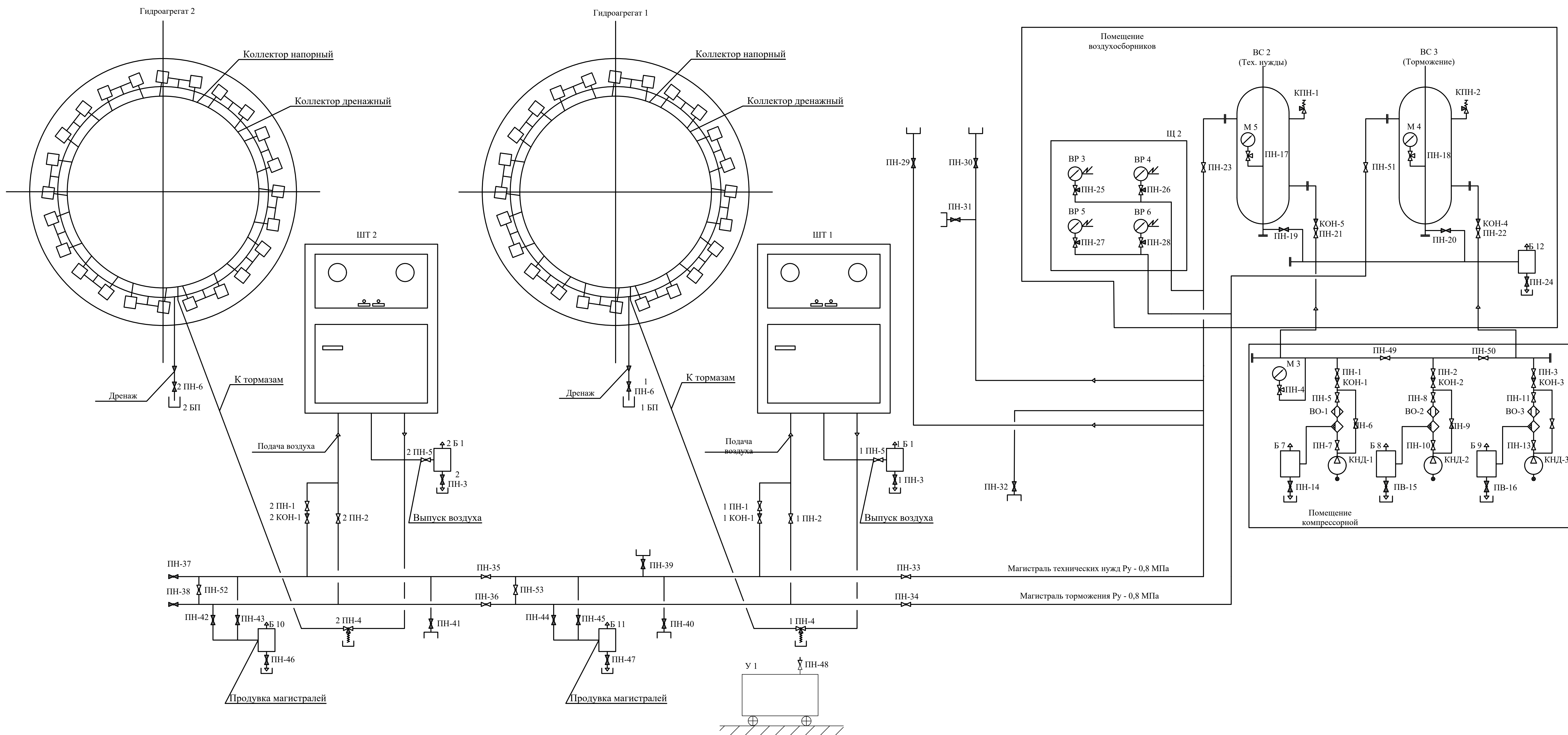
Численные обозначения

- 1-Клиновидная шпонка
- 2-Срезной палец
- 3-Рычаг поворота лопатки
- 4-Регулирующее кольцо
- 5-Серьга
- 6-Кольцо тяги
- 7-Лопатка НА
- 8-Сервомотор

Изм. № подл. Подпись и дата
Взам. инв. №

ВКР - 15.03.02 - 1624601					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Зверев				
Провер.	Масленникова				
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.	Андряс				
Проектирование Аксаутской ГЭС на реке Аксаут				Стадия	Лист
				-	2
План направляющего аппарата Аксаутской ГЭС				Листов	6
				Кафедра гидросооружений и гидромашин	

Схема пневматического хозяйства низкого давления



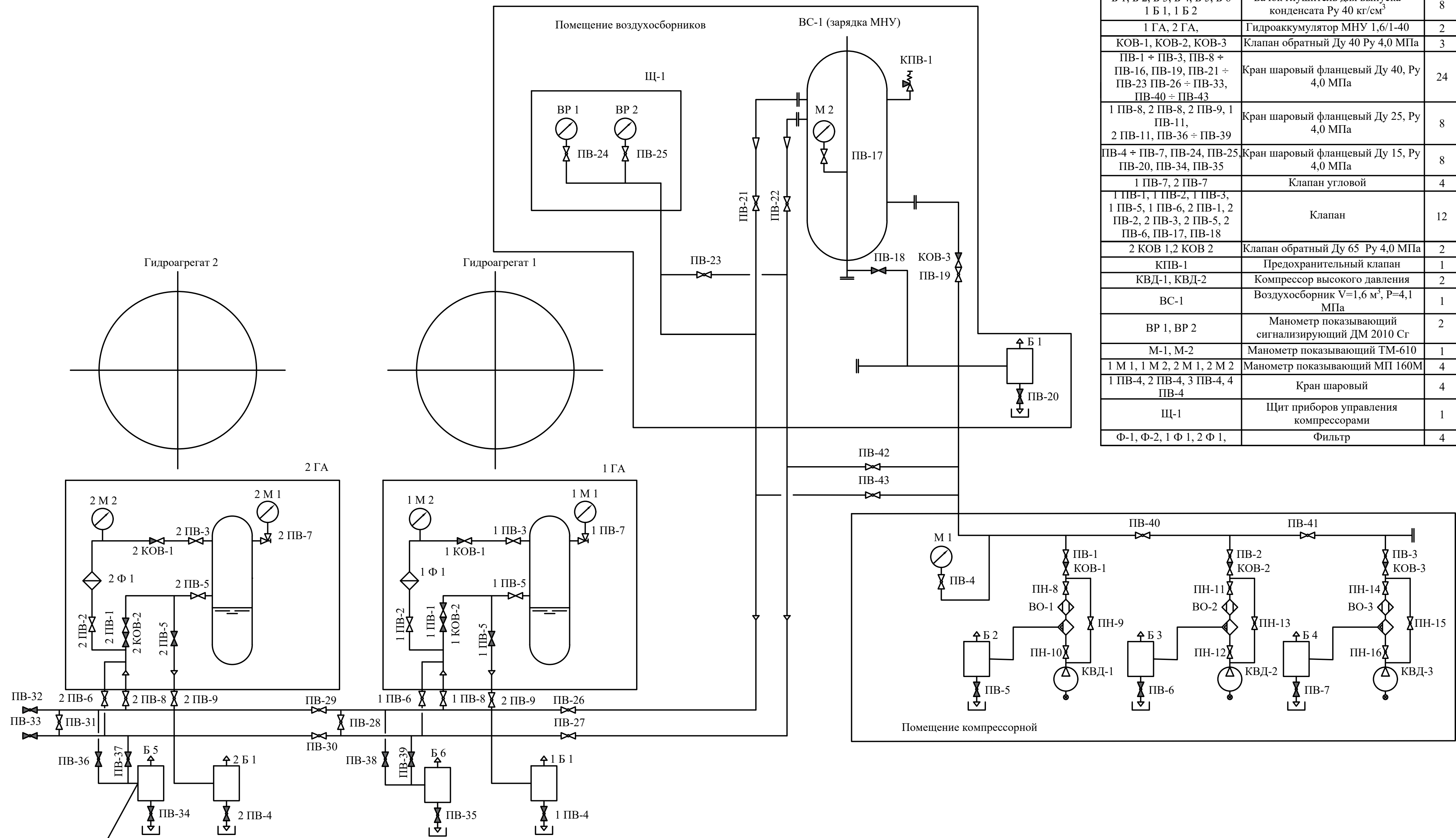
Условные обозначения

	Арматура нормально открытая		Трубы отвода конденсата, выпуска воздуха
	Арматура нормально закрытая		Глушитель
	Кран шаровый		Заглушка фланцевого типа
	Клапан обратный		Фланцевое соединение
	Клапан предохранительный		Фильтр
	Направление движения потока		Кран трёхходовой
	Воздушные трубопроводы		Гибкая вставка
	Конец трубопровода под разъёмное резьбовое соединение		Клапан (вентиль)

1. Длительность торможения с момента включения тормозов не более двух минут.
2. Давление воздуха при торможении около 0,6-0,8 МПа.
3. Потребление воздуха на одно торможение 0,07 м³.
4. Расход сжатого воздуха на технические нужды 2,79 м³/мин

ВКР - 15.03.02 - 1624601				
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подпись
Разраб.	Зверев			
Провер.	Масленникова			
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.	Андреев			
Проектирование Аксаутской ГЭС на реке Аксаут			Стадия	Лист
Схема пневматического хозяйства высокого давления			-	5
			Листов	6
			Кафедра гидросооружений и гидромашин	

Схема пневматического хозяйства высокого давления



Позиционное обозначение	Наименование	Кол-во
Б 1, Б 2, Б 3, Б 4, Б 5, Б 6 1 Б 1, 1 Б 2	Бачок глушитель для выпуска конденсата Ру 40 кг/см ²	8
1 ГА, 2 ГА,	Гидроаккумулятор МНУ 1,6/1-40	2
КОВ-1, КОВ-2, КОВ-3	Клапан обратный Ду 40 Ру 4,0 МПа	3
ПВ-1 ÷ ПВ-3, ПВ-8 ÷ ПВ-16, ПВ-19, ПВ-21 ÷ ПВ-23 ПВ-26 ÷ ПВ-33, ПВ-40 ÷ ПВ-43	Кран шаровый фланцевый Ду 40, Ру 4,0 МПа	24
1 ПВ-8, 2 ПВ-8, 2 ПВ-9, 1 ПВ-11, 2 ПВ-11, ПВ-36 ÷ ПВ-39	Кран шаровый фланцевый Ду 25, Ру 4,0 МПа	8
ПВ-4 ÷ ПВ-7, ПВ-24, ПВ-25, ПВ-20, ПВ-34, ПВ-35	Кран шаровый фланцевый Ду 15, Ру 4,0 МПа	8
1 ПВ-7, 2 ПВ-7	Клапан угловой	4
1 ПВ-1, 1 ПВ-2, 1 ПВ-3, 1 ПВ-5, 1 ПВ-6, 2 ПВ-1, 2 ПВ-2, 2 ПВ-3, 2 ПВ-5, 2 ПВ-6, ПВ-17, ПВ-18	Клапан	12
2 КОВ 1, 2 КОВ 2	Клапан обратный Ду 65 Ру 4,0 МПа	2
КПВ-1	Предохранительный клапан	1
КВД-1, КВД-2	Компрессор высокого давления	2
ВС-1	Воздухосборник V=1,6 м ³ , P=4,1 МПа	1
ВР 1, ВР 2	Манометр показывающий сигнализирующий ДМ 2010 Сг	2
М-1, М-2	Манометр показывающий ТМ-610	1
1 М 1, 1 М 2, 2 М 1, 2 М 2	Манометр показывающий МП 160М	4
1 ПВ-4, 2 ПВ-4, 3 ПВ-4, 4 ПВ-4	Кран шаровый	4
Щ-1	Щит приборов управления компрессорами	1
Ф-1, Ф-2, 1 Ф 1, 2 Ф 1,	Фильтр	4

Условные обозначения

	Арматура нормально открытая		Трубы отвода конденсата, выпуска воздуха
	Арматура нормально закрытая		Глушитель
	Кран шаровый		Заглушка фланцевого типа
	Клапан обратный		Фланцевое соединение
	Клапан предохранительный		Фильтр
	Направление движения потока		Переход
	Воздушные трубопроводы		

ВКР - 15.03.02 - 1624601					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Зверев				
Провер.	Масленникова				
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.	Андряс				
Проектирование Аксаутской ГЭС на реке Аксаут				Стадия	Лист
Схема пневматического хозяйства высокого давления				-	4
				Листов	6
				Кафедра гидросооружений и гидромашин	

Изм. № подл. Подпись и дата
Взам. инв. №

Продувка магистралей

Моделирование лопатки направляющего аппарата Аксаутской ГЭС на реке Аксаут. Расчет на прочность

Таблица 1 - Основные размеры

Наименование	Обозначение	Значение
Длина участка 1, см	l_1	4
Длина участка 2, см	$l_2=b_0$	30,4
Длина участка 3, см	l_3	6
Длина участка 4, см	l_4	71
Длина участка 5, см	l_5	83
Расстояние от середины первого до середины второго подшипников, см	L	40,4
Диаметр подшипника а, см	d_a	11
Диаметр подшипника b, см	d_b	12
Диаметр подшипника с, см	d_c	11
Высота цапфы, см	h_v	90

Таблица 2 - Действующие нагрузки

Наименование	Обозначение	Значение
Гидравлическое усилие (при $H_{max} = 97,2$ м)	P_r	134,8 кН
Интенсивность нагрузки	q	443,6 кН/м
Усилие приложенное к цапфе	P	12,8 кН

Таблица 3 - Расчетные напряжения

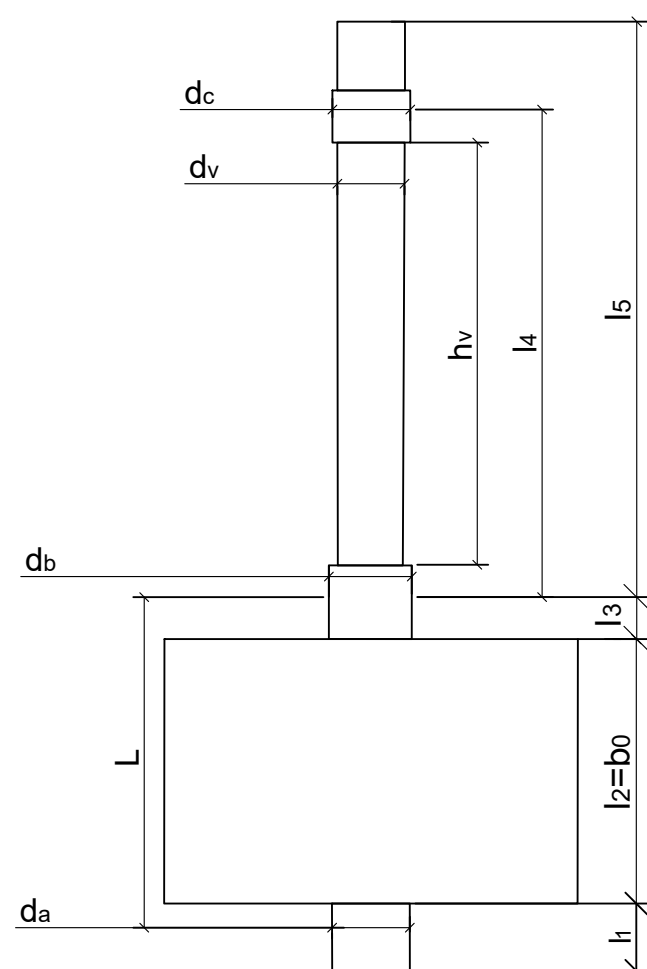
Номер расчетной точки (сечения)	Условное обозначение	Расчетная величина, МПа
1	$\sigma^{пр}_1$	13,10
2	$\sigma^{пр}_2$	86,10
3	$\sigma^{пр}_3$	18,08
4	$\sigma^{пр}_4$	9,95
5	$\sigma^{пр}_5$	541,73

Максимальное расчетное напряжение $\sigma^{пр}_5 = 541,73$ МПа.

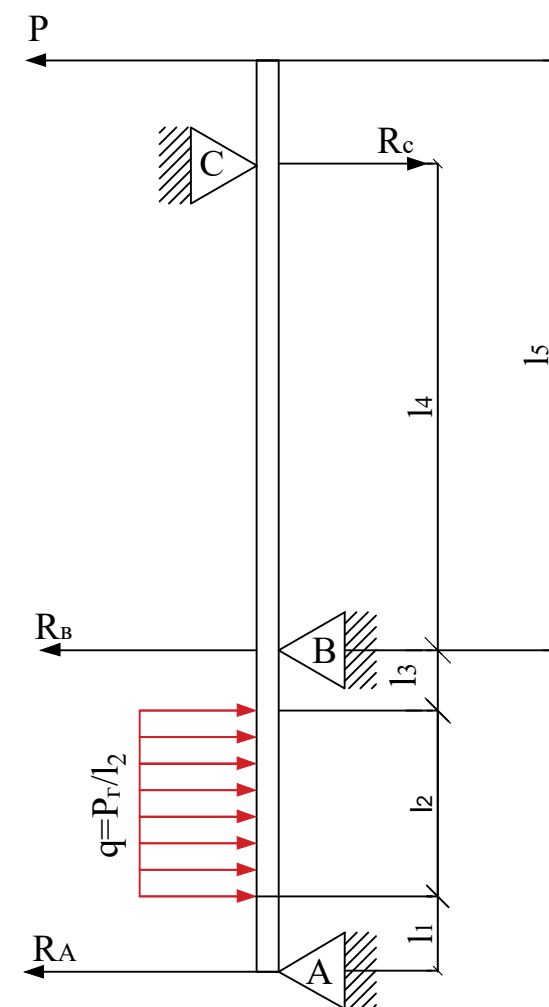
Предел прочности материала лопатки НА $\sigma^{пр} = 638$ МПа.

Условие прочности выполняется (запас от 15,1%).

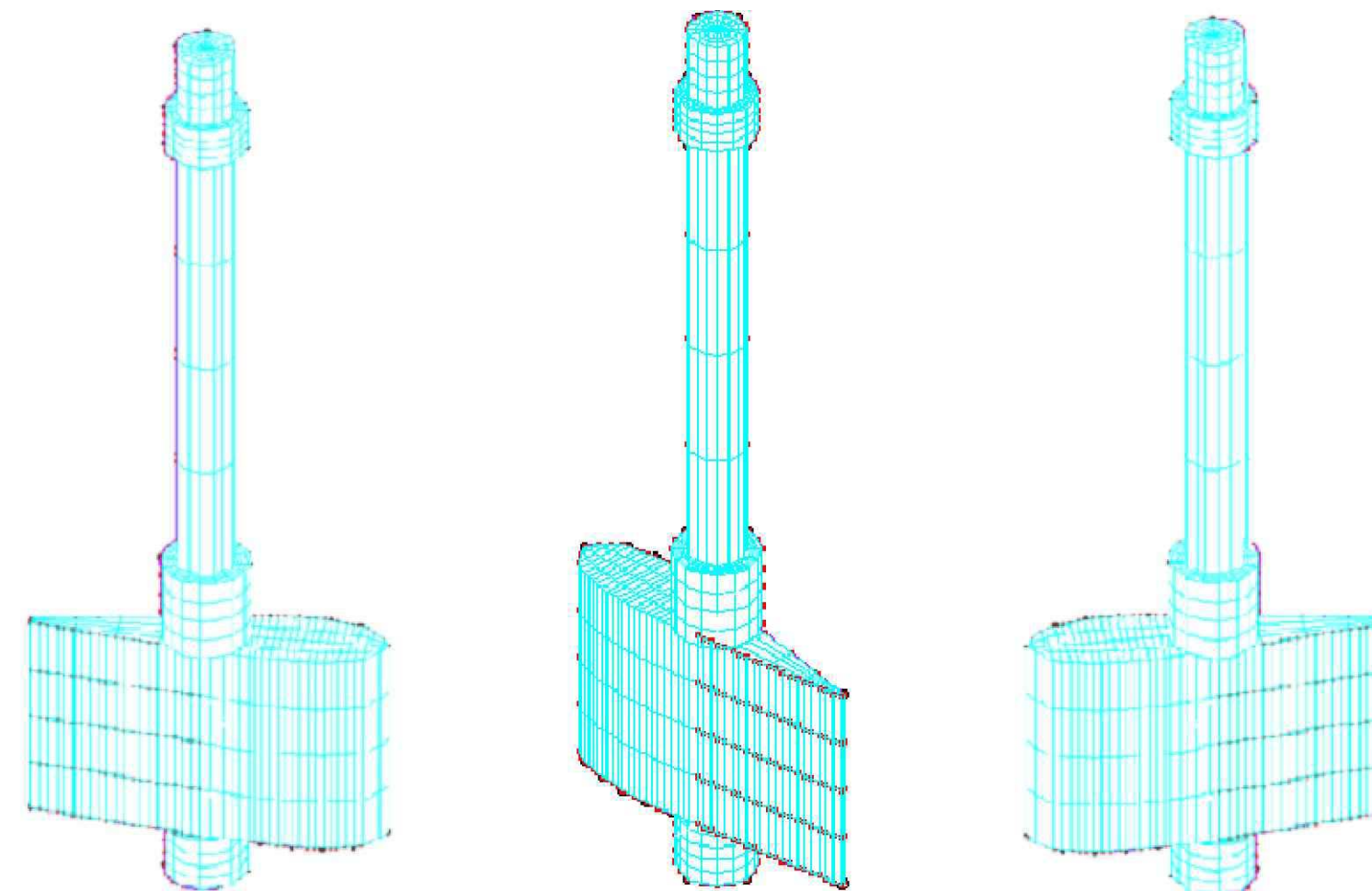
Условная схема



Условная расчетная схема



КЭ 3D модель лопатки



Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно–Шушенский филиал

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Андрияс
подпись инициалы, фамилия

« 02 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

15.03.02 – Технологические машины и оборудование
код - наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АКСАУТСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АКСАУТ
ПНЕВМАТИЧЕСКОЕ ХОЗЯЙСТВО АКСАУТСКОЙ ГЭС**

Руководитель


подпись, дата


должность, ученая степень

А.В. Масленникова
инициалы, фамилия

Выпускник

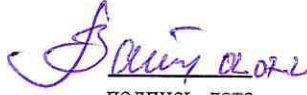



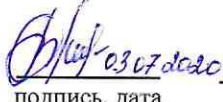





подпись, дата

В.В. Зверев
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Аксаутской ГЭС на реке Аксаут. Пневматическое хозяйство Аксаутской ГЭС».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР	 подпись, дата	<u>В.Б.Затеев</u> инициалы, фамилия
Водно–энергетические расчёты	 подпись, дата	<u>Е.Ю.Затеева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	 подпись, дата	<u>А.В.Масленникова</u> инициалы, фамилия
Характеристики турбины	 подпись, дата	<u>А.В.Масленникова</u> инициалы, фамилия
Расчёт на прочность лопатки НА	 подпись, дата	<u>Т.С.Глущенко</u> инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	 подпись, дата	<u>В.Б.Затеев</u> инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	 подпись, дата	<u>В.А.Кадычегов</u> инициалы, фамилия
Технико–экономическое обоснование	 подпись, дата	<u>В.В.Лапасова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	 подпись, дата	<u>А.А.Чабанова</u> инициалы, фамилия