

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
А.А. Андрияс  
подпись      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

15.03.02 – Технологические машины и оборудование  
код – наименование направления

### ПРОЕКТИРОВАНИЕ ФИМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТЕРЕК. ПРОВЕДЕНИЕ ПЛАНОВОГО КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ГИДРОТУРБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Руководитель	_____	<u>Доцент кафедры</u> <u>ГГЭЭС Саяно-</u> <u>Шушенского филиала</u> <u>СФУ</u> должность	<u>В.И.Татарников</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата		
Выпускник	_____		<u>П.В.Воронков</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата		

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Фимской ГЭС на реке Терек. Проведение планового капитального ремонта гидротурбинного оборудования».

Консультанты по разделам:

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

## СОДЕРЖАНИЕ

1	Природные условия.....	7
1.1	Климат в районе проектируемого гидроузла .....	7
1.2	Гидрологические данные .....	7
1.3	Инженерно – геологические условия.....	7
1.4	Сейсмические условия.....	7
1.5	Данные по энергосистеме.....	7
2	Водно – энергетические расчеты.....	9
2.1	Исходные данные .....	9
2.2	Построение суточных графиков нагрузок энергосистемы .....	10
2.3	Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы .....	12
2.4	Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока .....	14
2.5	Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы .....	19
2.6	Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году .....	21
2.7	Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов.....	22
2.8	Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС .....	23
2.9	Баланс мощности.....	24
3	Основное и вспомогательное оборудование .....	26
3.1	Построение режимного поля .....	26
3.2	Выбор системы и количества гидроагрегатов .....	28
3.3	Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	33
3.4	Выбор типа серийного гидрогенератора .....	35
3.5	Построение рабочих характеристик гидротурбины.....	38
3.6	Построение эксплуатационной характеристики ГТ .....	42
3.7	Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры .....	45
3.8	Расчет и построение кинематической схемы НА .....	48
3.8.1	Направляющий аппарат.....	48
3.8.2	Выбор формы сечения лопатки .....	49
3.8.3	Кинематическая схема механизма поворота лопатки НА .....	51
3.9	Расчет вала на прочность. Расчет подшипника .....	53
3.10	Выбор маслonaпорной установки и ЭГР .....	56
3.11	Выбор конструктивной схемы компоновки гидроагрегата .....	56
4	Расчет на прочность лопатки НА .....	57
4.1	Исходные данные .....	57
4.2	Общие сведения о направляющем аппарате .....	58
4.3	Построение трехмерной модели – лопатки направляющего аппарата с цапфой и направляющими подшипниками .....	59
4.4	Ручной расчет лопатки НА.....	64

5	Технико – экономический расчет .....	76
5.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы .....	76
5.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	76
5.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	77
5.1.3	Налоговые расходы.....	80
5.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	81
5.3	Оценка инвестиционного проекта.....	83
5.3.1	Методология, исходные данные.....	83
5.3.2	Коммерческая эффективность .....	84
5.4	Анализ чувствительности.....	86
6	Охрана окружающей среды .....	89
6.1	Общие сведения о районе строительства .....	89
6.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	91
6.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	92
6.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	94
6.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	95
7	Охрана труда и противопожарная безопасность .....	97
7.1	Охрана труда и безопасность персонала Фимской ГЭС .....	97
7.2	В области ОТ и ПБ Фимской ГЭС.....	98
7.2.1	Опасные и вредные производственные факторы в здании ГЭС.....	98
7.2.2	Требования пожарной безопасности к содержанию территории, здания и помещений ГЭС. ....	99
7.3	Правила по обеспечению безопасности персонала и станции.....	103
8	Проведение капитального ремонта гидротурбинного оборудования .....	104
8.1	Краткие сведения о ремонте оборудования .....	104
8.2	Периодичность ремонтов .....	104
8.3	Организация ремонтных работ .....	105
8.4	Построение сетевого графика ремонта гидроагрегата.....	107
8.5	Монтажная площадка .....	111
8.6	Вывод в ремонт и проведение ремонта оборудования .....	112
8.7	Прием оборудования в эксплуатацию после ремонта.....	116
8.8	Оценка качества ремонта оборудования и ремонтных работ .....	118
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	120
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	122
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А. Исходные данные. Водно-энергетический расчет</b> .....	125
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Выбор основного и вспомогательного оборудования</b> .....	128
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В. Расчет на прочность лопатки НА</b> .....	131

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ФИМСКОЙ ГЭС

Наименование ГЭС	Фимская ГЭС на реке Терек;
Местонахождение ГЭС	Республика Северная Осетия;
Тип проектируемой установки	ГЭС;
Характерные расходы воды:	
а) среднемноголетний	359 м <sup>3</sup> /с;
б) всех турбин	597 м <sup>3</sup> /с;
в) минимальный	99,5 м <sup>3</sup> /с;
г) максимальный обеспеченностью 0,001%	1586 м <sup>3</sup> /с;
Параметры водохранилища:	
а) характер регулирования стока	годовое;
б) отметки:	ФПУ 1684,50 м; НПУ 1683,00 м; УМО 1650,00 м;
в) объём водохранилища:	8,5 км <sup>3</sup> ;
Напоры ГЭС:	
а) максимальный	145,50 м;
б) расчетный	132,00 м;
в) минимальный	104,60 м;
г) средний	118,30 м;
Энергетические характеристики:	
а) установленная мощность	1422 МВт;
б) среднемноголетняя выработка	3,55 млрд. кВт·ч;
Плотина:	
а) материал	бетон;
б) длина	396 м;
в) максимальная высота	155,40 м;
Здание ГЭС:	
а) тип здания	приплотинное;
б) число гидроагрегатов	6 шт;
в) тип спиральной камеры	металлическая круглого сечения;
г) тип отсасывающей трубы	изогнутая;
Основное оборудование:	

а) тип турбины	PO170a-B-530;
б) тип генератора	ВГС-995/165-40;
в) мощность генератора	281,77 МВт;
г) частота вращения	150,00 об/мин;
д) МНУ	МНУ 10/1-40-12,5-2;
е) ЭГР	ЭГР-100-4;

Технико-экономические показатели:

а) себестоимость энергии	2,38 руб/кВт·ч;
б) срок окупаемости	14,2 года;
в) удельные капиталовложения	72098,5 руб/кВт;
г) Индекс прибыльности	1,58 руб.

## **1 Природные условия**

### **1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла**

Климат в районе строительства Фимской ГЭС умеренно континентальный. Зима мягкая, лето длительное, не засушливое, и в основном дождливое. Температура обычно колеблется: летом – от +19 до +30 градусов, зимой – от -7 до +2 градусов. Безморозный период составляет до 190 суток. Важным показателем для климата Республики Северная Осетия можно считать продолжительность солнечного сияния в течение года.

### **1.2 Гидрологические данные**

Берёт начало на склоне Главного Кавказского хребта в Трусовском ущелье, из ледника горы Зилга-Хох на высоте 2713 м над уровнем моря. Протекает по территориям Грузии, Северной Осетии, Кабардино-Балкарии, Ставропольского края, Чечни и Дагестана. Длина реки – 623 км, площадь бассейна – 43 200 км<sup>2</sup>.

Питание реки Терек смешанное, около 70% стока приходится на весенне-летний период. Наибольшая водность в июле – августе, наименьшая – в феврале. Среднегодовой расход воды – в 530 км от устья у Владикавказа 34 м<sup>3</sup>/с, в 16 км от устья 305 м<sup>3</sup>/с. Ледовый режим неустойчив.

### **1.3 Инженерно – геологические условия**

Кавказ – это складчатые горы с некоторой вулканической активностью. Горы состоят из гранита и гнейса, и содержат месторождения нефти и природного газа.

Полезные ископаемые: полиметаллические руды, содержащие цинк, свинец, медь, серебро, доломиты, источники минеральных вод.

### **1.4 Сейсмические условия**

На Северном Кавказе, современные тектонические движения нередко сопровождаются сейсмическими явлениями. Согласно сводке по сейсмичности Кавказа, слабые землетрясения (до 5-6 баллов) редко, но происходят на данной территории.

### **1.5 Данные по энергосистеме**

Филиал «Региональное диспетчерское управление энергосистем республик Северного Кавказа» осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления.

Территория операционной зоны расположена на площади 120,169 тыс. км<sup>2</sup> с населением 6,780 млн. человек.

В управлении и ведении Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ находятся: объекты генерации установленной электрической мощностью 6 092,486.

В электроэнергетический комплекс операционной зоны Северокавказского РДУ входят 480 линий электропередачи класса напряжения 110, 330 и 500 кВ общей протяженностью 12069,308 км, 373 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций напряжением 110-500 кВ.



## 2 Водно – энергетические расчеты

### 2.1 Исходные данные

1. Данные по энергосистеме: Северокавказское РДУ.
2. График зависимостей  $Z_{ВБ} = f(V)$  и  $Z_{НБ} = f(Q)$  представлены на рисунках 2.1 и 2.2.

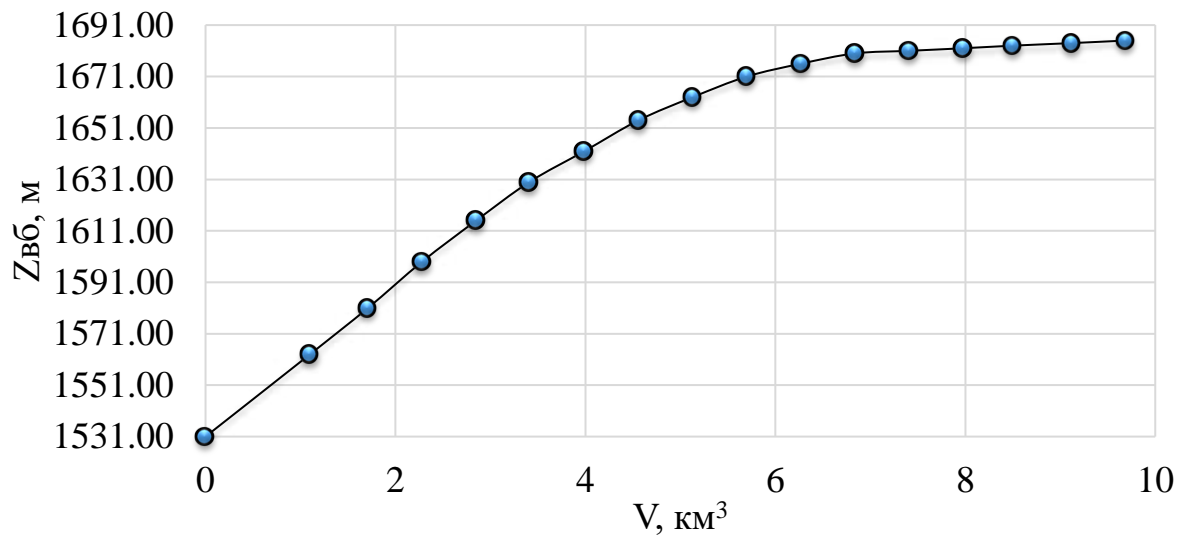


Рисунок 2.1 – График зависимости  $Z_{ВБ} = f(V)$

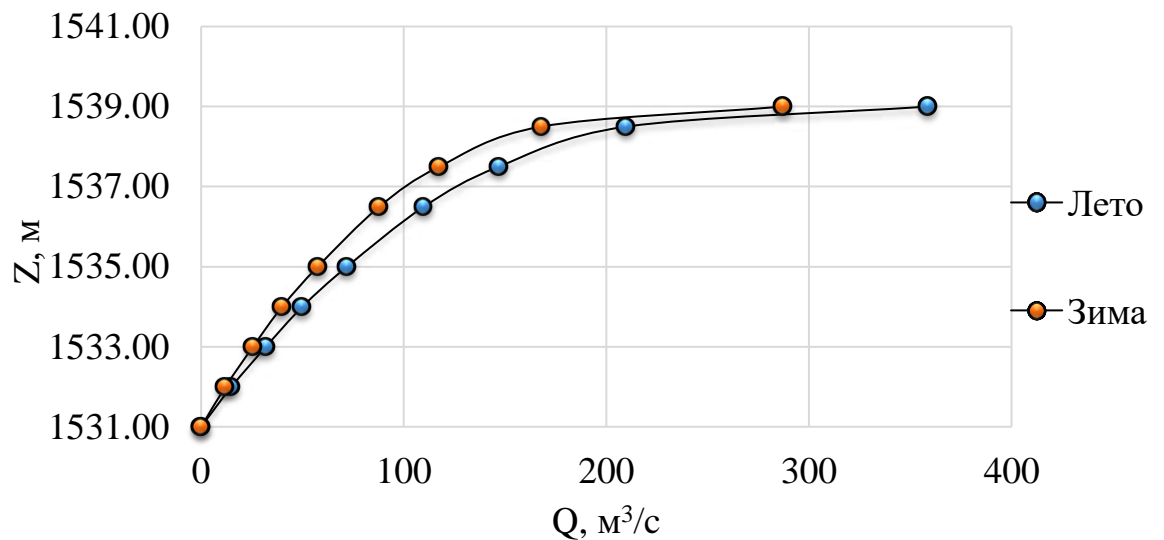


Рисунок 2.2 – График зависимости  $Z_{НБ} = f(Q)$

3. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ 0,8.
4. НПУ гидроузла = 1683 м.

5. ДНО гидроузла = 1531,00 м.
6. Скорость реки Терек в створе проектируемой ГЭС  $v = 1,1$  м/с.
7. Гидрологический ряд среднемесячных расходов р. Терек в створе Фимская ГЭС за период 1933-1982 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.
8. Потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 1,2$  м.
9. Коэффициент мощности  $k_N = 8,8$ .
10. Средний расход реки Терек  $Q = 33$  м<sup>3</sup>/с.

## 2.2 Построение суточных графиков нагрузок энергосистемы

По данным из таблиц 2.1 и 2.2 строим суточный график нагрузки для зимы и для лета представлены на рисунках 2.3 и 2.4.

Таблица 2.1 – Данные суточного графика нагрузки и ИКН для зимнего периода

$P_t^3$ , МВт	$dP_t^3$ , МВт	dt, ч	dЭ, МВт.ч	$P_s^3$ , МВт	Э <sub>s</sub> , МВт.ч
14219	225	01:00	0,23	225	0,23
13994	95	02:00	0,19	320	0,42
13899	35	03:00	0,11	355	0,52
13864	132	04:00	0,53	487	1,05
13732	327	05:00	1,64	814	2,68
13405	135	06:00	0,81	949	3,49
13270	356	07:00	2,49	1305	5,99
12914	175	08:00	1,40	1480	7,39
12739	1	09:00	0,01	1481	7,39
12738	17	10:00	0,17	1498	7,56
12721	154	11:00	1,69	1652	9,26
12567	12	12:00	0,14	1664	9,40
12555	14	13:00	0,18	1678	9,58
12541	286	14:00	4,00	1964	13,59
12255	557	15:00	8,36	2521	21,94
11698	1	16:00	0,02	2522	21,96
11697	623	17:00	10,59	3145	32,55
11074	66	18:00	1,19	3211	33,74
11008	297	19:00	5,64	3508	39,38
10711	266	20:00	5,32	3774	44,70
10445	149	21:00	3,13	3923	47,83
10296	54	22:00	1,19	3977	49,02
10242	106	23:00	2,44	4083	51,46
10136	10136	00:00	243,26	1421	294,72

Таблица 2.2 – Данные суточного графика нагрузки и ИКН для летнего периода

$P_t^3$ , МВт	$dP_t^3$ , МВт	$dt$ , ч	$d\mathcal{E}$ , МВт.ч	$P_S^3$ , МВт	$\mathcal{E}_S$ , МВт.ч
13129	34	01:00	0,034	34	0,034
13095	15	02:00	0,030	49	0,064
13080	140	03:00	0,420	189	0,484
12940	45	04:00	0,180	234	0,664
12895	66	05:00	0,330	300	0,994
12829	198	06:00	1,188	498	2,182
12631	58	07:00	0,406	556	2,588
12573	41	08:00	0,328	597	2,916
12532	67	09:00	0,603	664	3,519
12465	73	10:00	0,730	737	4,249
12392	70	11:00	0,770	807	5,019
12322	87	12:00	1,044	894	6,063
12235	364	13:00	4,732	1258	10,795
11871	431	14:00	6,034	1689	16,829
11440	889	15:00	13,335	2578	30,164
10551	220	16:00	3,520	2798	33,684
10331	890	17:00	15,130	3688	48,814
9441	236	18:00	4,248	3924	53,062
9205	476	19:00	9,044	4400	62,106
8729	111	20:00	2,220	4511	64,326
8618	100	21:00	2,100	4611	66,426
8518	110	22:00	2,420	4721	68,846
8408	133	23:00	3,059	4854	71,905
8275	8275	00:00	198,600	13129	270,505

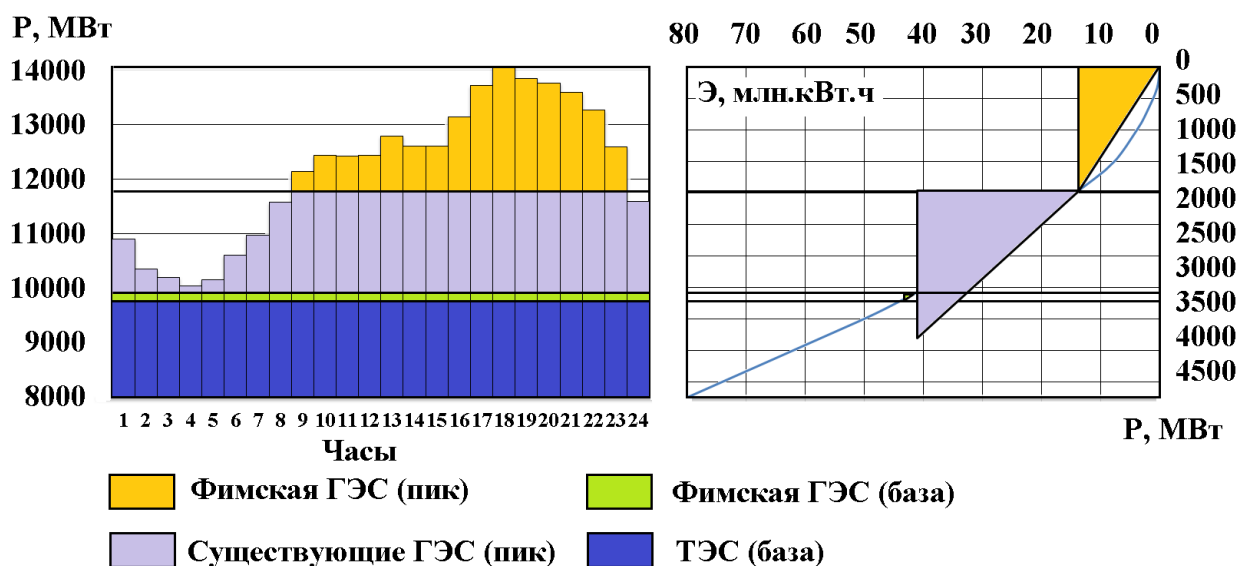


Рисунок 2.3 – Суточный график нагрузки для зимнего периода

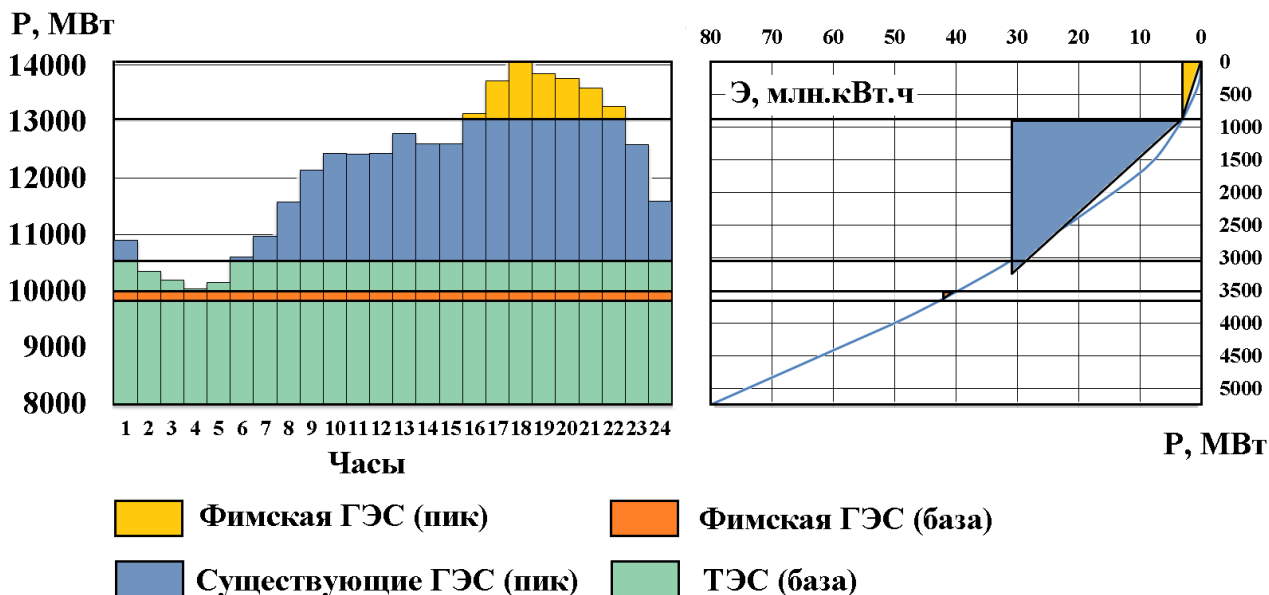


Рисунок 2.4 – Суточный график нагрузки для летнего периода

### 2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

По данным в таблице 2.3 и 2.4 строим максимальный годовой и среднемесячный график нагрузки, представленный на рисунке 2.5.

Таблица 2.3 – Данные для построения годовых графиков максимальных нагрузок энергосистемы

Месяц	$P_{\max}(\text{лето})$	$P_{\max}(\text{зима})$	$\cos(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	a	b	$P_{t,\max}$ , МВт
1	13129	14219	0,97	13674	545	14200
2			0,71			14060
3			0,26			13815
4			-0,26			13533
5			-0,71			13289
6			-0,97			13148
7			-0,97			13148
8			-0,71			13289
9			-0,26			13533
10			0,26			13815
11			0,71			14060
12			0,97			14200

Таблица 2.4 – Данные для построения годовых графиков среднемесячных нагрузок энергосистемы

Месяц	$P_{\text{сред.}}(\text{лето})$	$P_{\text{сред.}}(\text{зима})$	$\cos(30 \cdot t - 15) \cdot (3,14/180)$	a	b	$P_{t,\text{сред.}}$ , МВт
1	11271	12280	0,97	11776	504	12263
2			0,71			12133
3			0,26			11907
4			-0,26			11646
5			-0,71			11420
6			-0,97			11289
7			-0,97			11289
8			-0,71			11420
9			-0,26			11646
10			0,26			11907
11			0,71			12133
12			0,97			12263

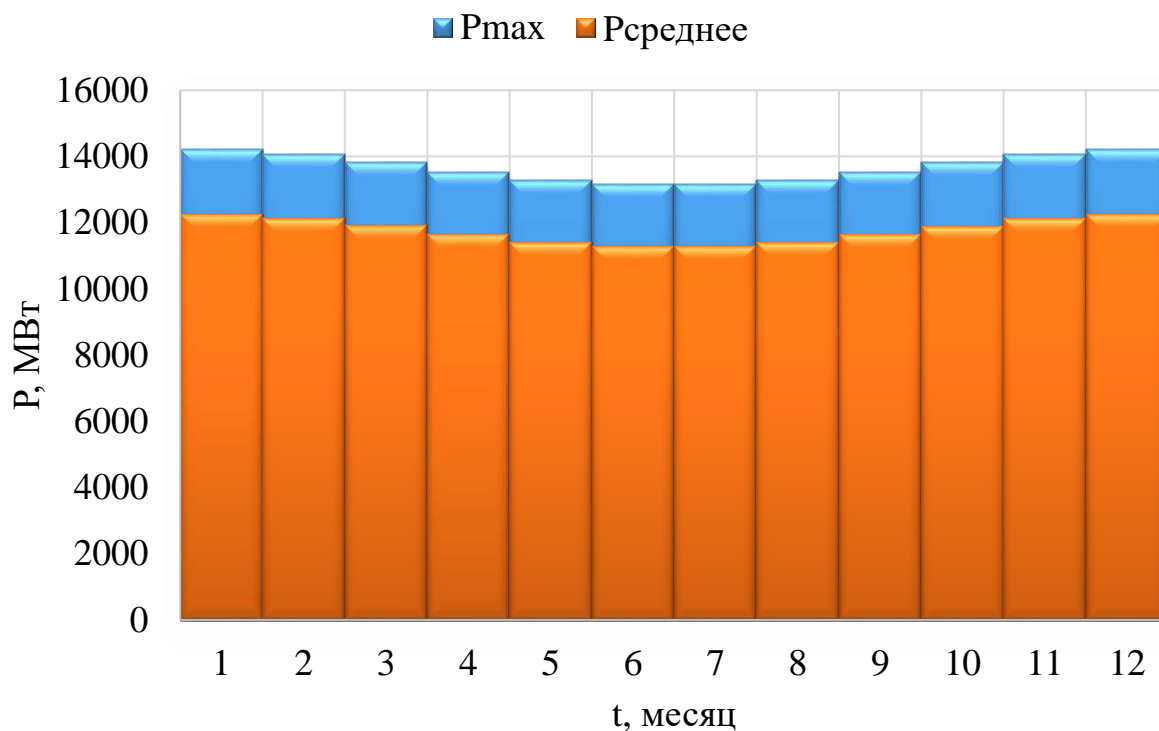


Рисунок 2.5 – График максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

#### 2.4 Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока

Гидрологический ряд наблюдений приточности р. Терек в створе Фимской ГЭС за период 1933-1982 годов, представлен в таблице 2.5.

Год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). За многоводные принимаются месяцы, в которых расход был больше или равен среднегодовому, остальные месяцы составляют маловодный период. В данном случае половодными принимаются 5-10 месяцы, а все остальные месяцы года-маловодными [1].

Таблица 2.5 – Расчетный гидрологический ряд по реке Терек

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1933	120	110	100	180	390	620	710	800	370	330	130	80
1934	70	60	140	190	400	770	860	770	480	380	90	120
1935	110	110	110	170	350	610	790	810	370	340	150	140
1936	130	110	120	180	480	680	760	930	540	390	140	110
1937	100	100	110	160	310	660	680	620	360	300	70	120
1938	60	60	70	150	290	600	630	620	400	290	140	140

Продолжение таблицы 2.5

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1939	120	110	110	160	350	600	710	810	460	360	200	150
1940	140	140	120	170	340	610	770	740	390	380	110	130
1941	120	110	120	200	360	680	710	700	370	350	180	120
1942	100	100	130	190	330	630	690	660	360	310	140	120
1943	120	110	110	160	390	690	740	760	450	370	160	130
1944	140	120	110	160	340	630	740	830	400	380	100	130
1945	110	30	60	110	280	410	540	890	380	290	120	140
1946	120	120	110	170	320	470	770	790	360	340	70	120
1947	130	110	130	200	400	560	800	760	380	380	130	120
1948	110	110	110	160	630	850	880	860	410	400	190	120
1949	80	80	110	170	560	620	850	750	380	390	180	140
1950	140	120	110	180	380	660	770	970	480	410	230	150
1951	140	110	110	170	370	680	750	790	510	390	280	140
1952	140	130	110	180	340	590	730	710	510	340	180	160
1953	160	140	120	200	790	850	970	950	670	480	260	130
1954	130	110	110	180	410	630	830	800	510	430	270	130
1955	130	110	110	190	370	530	680	660	390	330	230	80
1956	60	50	70	240	500	600	740	730	410	340	180	130
1957	110	110	110	170	340	510	700	700	540	410	310	70
1958	40	30	80	130	420	590	750	680	390	340	240	140
1959	130	110	110	190	560	910	780	780	390	390	230	150
1960	120	110	130	200	660	720	810	780	450	410	350	170
1961	140	110	110	170	650	760	750	730	400	380	100	220
1962	140	110	140	190	660	900	980	970	440	440	170	140
1963	120	110	110	140	450	550	600	790	370	320	150	130
1964	130	110	110	170	590	830	780	930	560	420	240	200
1965	160	140	120	240	690	1020	1010	980	570	510	300	200
1966	160	100	120	250	670	730	790	770	540	420	280	170
1967	140	110	130	230	560	710	780	800	380	370	190	170
1968	130	110	130	170	450	660	830	760	440	360	180	150
1969	90	40	60	110	250	370	500	750	370	300	90	80
1970	70	60	110	210	620	770	800	750	370	380	150	120
1971	110	90	120	150	290	500	590	640	380	290	140	130
1972	130	110	110	230	610	650	830	790	500	400	150	130
1973	130	110	110	200	390	490	610	740	370	320	180	150
1974	130	100	110	220	430	610	730	670	380	340	190	170
1975	130	110	110	200	570	750	690	870	420	380	150	140
1976	130	100	90	220	480	680	760	750	460	360	120	130
1977	60	40	110	120	310	450	750	720	390	390	200	170

Продолжение таблицы 2.5

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1978	130	110	110	150	580	790	640	650	400	350	120	140
1979	130	110	110	170	530	690	700	910	390	420	170	170
1980	150	60	150	260	790	1030	1010	1020	620	510	350	220
1981	130	120	120	220	450	610	820	930	540	430	160	140
1982	140	130	130	200	360	520	850	850	440	360	160	130

Для определения маловодного и средневодного года необходимо посчитать обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межень в процентах по формуле:

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

где  $m$  – порядковый номер члена ряда среднегодовых расходов, ранжированного в убывающем порядке;

$n$  – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимают равными 90% и 50% соответственно.

Результаты приводятся в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

Среднее			Половодье		Межень	
год	Q, м <sup>3</sup> /с	P, %	Q, м <sup>3</sup> /с	год	Q, м <sup>3</sup> /с	год
1980	514	2	1030	1980	130	1982
1965	495	4	1020	1965	120	1965
1953	477	6	980	1962	120	1953
1962	440	8	970	1950	120	1981
1964	423	10	970	1953	110	1962
1966	417	12	930	1936	110	1950
1960	409	14	930	1964	110	1936
1948	403	16	930	1981	110	1964
1959	394	18	910	1959	110	1959
1981	389	20	910	1979	110	1979
1972	387	22	890	1945	110	1948
1950	383	24	880	1948	110	1975
1936	381	25	870	1975	110	1954
1967	381	27	860	1934	110	1968
1954	378	29	850	1949	110	1972



Продолжение таблицы 2.6

Среднее			Половодье		Межень	
год	Q, м <sup>3</sup> /с	P, %	Q, м <sup>3</sup> /с	год	Q, м <sup>3</sup> /с	год
1961	377	31	850	1982	110	1935
1975	377	33	830	1944	110	1939
1979	375	35	830	1954	110	1960
1951	370	37	830	1968	110	1947
1970	368	39	830	1972	110	1967
1968	364	41	810	1935	110	1951
1934	361	43	810	1939	110	1963
1949	359	45	810	1960	110	1978
1976	357	47	800	1933	110	1940
1982	356	49	800	1947	110	1943
1943	349	51	800	1967	110	1973
1978	348	53	800	1970	110	1952
1939	345	55	790	1946	110	1941

1952

кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены в приложении А, рисунок А.1.

### Выбор расчётного средневодного года (P=50%)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности выбираем конкретный год (1943).

Таблица 2.7 – Средневодный год (P = 50%)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср</sub>
Исходн.	120	110	110	160	390	690	740	760	450	370	160	130	349
Привед.	120	110	110	160	390	690	740	760	450	370	160	130	349

### Выбор расчётного маловодного года (P=90%)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности выбираем конкретный год (1937).

Таблица 2.8 – Маловодный год (P = 90%)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср</sub>
Исходн.	100	100	110	160	310	660	680	620	360	300	70	120	299
Привед.	100	100	110	160	310	660	680	620	360	300	70	120	299

Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.6.

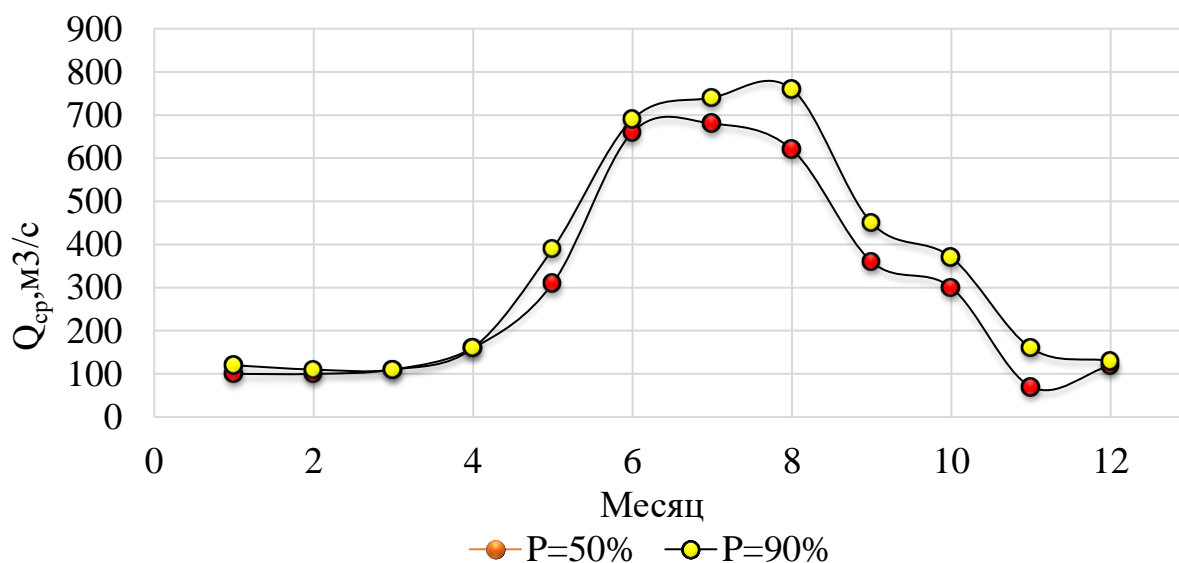


Рисунок 2.6 – Гидрографы маловодного и средневодного года

## 2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1937) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года [2].

Для расчета используем формулу:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{np90\%} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.2)$$

где  $k_N$  -

Продолжение таблицы 2.9

Потери расхода												
Месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Qлед	6	6	0	-9	-15	0	0	0	0	0	6	6
Qрыбоп	0	0	0	0	9	9	0	0	0	0	0	0
Qшлюз	0	0	0	0	15	15	15	15	0	0	0	0
Q сумм	13	13	7	-1	18	37	28	27	10	9	13	13
Qвхк	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199
Q полезный	87	87	103	161	292	624	652	593	350	291	57	107
Z вб	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683
Z нб	1536	1536	1536	1538	1539	1552	1557	1549	1539	1539	1534	1536
N	147	147	147	145	144	131	127	134	144	144	149	147
N бытовая	138	113	369	444	701	726	726	701	444	369	113	138
N вхк	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254
Nбыт - Nвхк	-141	-141	-121	-47	117	463	472	447	190	115	-179	-116

Примечание к таблице 2.9: 11 месяц – месяц начала сработки водохранилища.

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК. Мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования, рассчитывается по формуле [3]:

$$N_{изб} = \sum N_{быт} - N_{ВХК} = 1061 \text{ МВт.} \quad (2.5)$$

Данные для построения годового графика мощностей приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Данные для построения баланса энергии

t, мес.	Рср, МВт	Нсущ. гэс, МВт	Nбыт, МВт	Nвхк, МВт
1	12263	2250	138	254
2	12133	2187	113	254
3	11907	1980	369	254
4	11646	1821	444	254
5	11420	1625	701	254
6	11289	1534	726	254
7	11289	1534	726	254
8	11419	1625	701	254
9	11644	1821	444	254
10	11905	1980	369	254
11	12131	2187	113	254

Продолжение таблицы 2.10

t, мес.	Рср, МВт	Нсущ. гэс, МВт	Нбыт, МВт	Нвхк, МВт
12	12262	2250	138	254

Эти данные используем для построения баланса энергии и размещения линии гарантированной мощности на графике.

Баланс энергии представлен на рисунке 2.7.

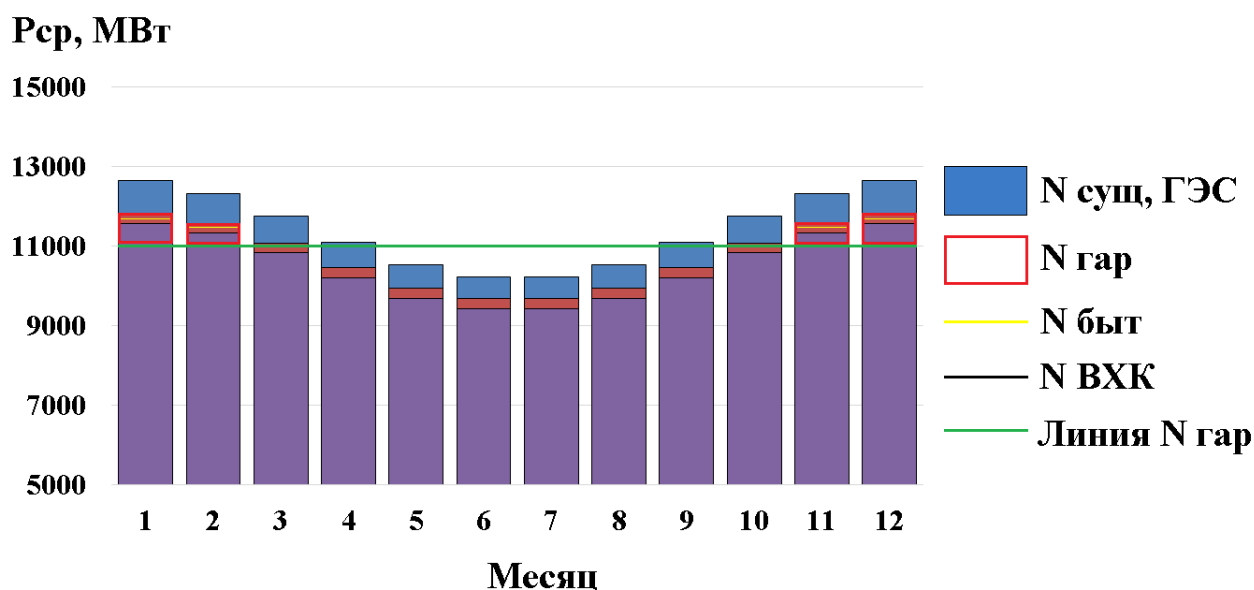


Рисунок 2.7 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учётом перераспределения бытовых мощностей

## 2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $V_{НПУ} = 1683,00$  м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотoku, в рассматриваемом случае это ноябрь [4].

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей, изображенных на рисунке 2.1 и рисунке 2.2 соответственно.

Для правильного расчета должно соблюдаться три условия:

$$Q_{нб} = Q_{ВХК}, \quad (2.6)$$

$$Z_{ВБнач} = Z_{ВБкон}, \quad (2.7)$$

$$N_{ГЭС} = N_{Гар}. \quad (2.8)$$

Используя кривую связи объемов водохранилища от уровня воды определяем полезный объем водохранилища, график представлен на рисунке 2.8:

$$V_{полезн} = V_{НПУ} - V_{УМО} = 8,62 - 1,07 = 4,55 \text{ км}^3, \quad (2.9)$$

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища  $V_{полезн} = 4,55 \text{ км}^3$ , к среднему за многолетний период объема годового стока ГЭС:  $Q_{50\%} = 359 \text{ м}^3 / \text{с}$ .

$$\beta = \frac{V_{полезн}}{W} = \frac{4,55 \cdot 10^9}{11,32 \cdot 10^9} = 0,4, \quad (2.10)$$

По полученному коэффициенту зарегулированности стока  $\beta = 0,4$  получим годовое (многолетнее) регулирование стока.

Проведя ВЭР режима ГЭС в маловодный год получили отметку  $\nabla_{УМО} = 1644,50 \text{ м}$  и рассчитали полезный объем водохранилища который составил  $V_{полезн} = 4,55 \text{ км}^3$ .

## 2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующих электростанции. Выработку существующих ГЭС нашли на сайте системного оператора (<http://so-ups.ru>.) Проектируемая станция вписывается в график суточных нагрузок [5].

Январь:

$$N_{база} = \frac{8,8 \cdot Q_{сан.ноп.} \cdot H_{январь}}{1000} = 140 \text{ МВт}, \quad (2.11)$$

$$\mathcal{E}_{база} = \frac{N_{база} \cdot 24}{1000} = 3 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.12)$$

$$\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{Гар}} - \mathcal{E}_{\text{база}} = 14 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.} \quad (2.13)$$

На ИКН проводим линию  $\mathcal{E}_{\text{Пик}}$ , и определяем значение:  
 $N_{\text{Пик}} = 1900 \text{ МВт.}$

По полученным значения определяем рабочую мощность:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{база}} + N_{\text{пик}} = 2040 \text{ МВт.} \quad (2.14)$$

Июнь:

$$N_{\text{база}} = \frac{8,8 \cdot Q_{\text{сан.ноп.}} \cdot H_{\text{июнь}}}{1000} = 119 \text{ МВт,} \quad (2.15)$$

$$\mathcal{E}_{\text{база}} = \frac{N_{\text{база}} \cdot 24}{1000} = 3 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч,} \quad (2.16)$$

$$\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{Гар}} - \mathcal{E}_{\text{база}} = 2 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.} \quad (2.17)$$

На ИКН проводим линию  $\mathcal{E}_{\text{Пик}}$ , и определяем значение:  
 $N_{\text{Пик}} = 800 \text{ МВт.}$

По полученным значения определяем рабочую мощность:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{база}} + N_{\text{пик}} = 919 \text{ МВт.} \quad (2.18)$$

## **2.8 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году**

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднемноголетнюю выработку.

Были рассмотрены режимы наполнения водохранилища по мощностям в период наполнения в маловодном году, а также работа по режиму уровня в расчётном маловодном году. В итоге из двух методов взяли тот, где среднемноголетняя выработка больше.

По данным режимам была рассчитана выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки. В конечном итоге выработка в режиме по мощностям оказалась больше [6].

График сработки и наполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном годах показан на рисунке 2.8. Режим работы, проектируемой ГЭС представлен в приложении А, таблицы А.1 – 3.

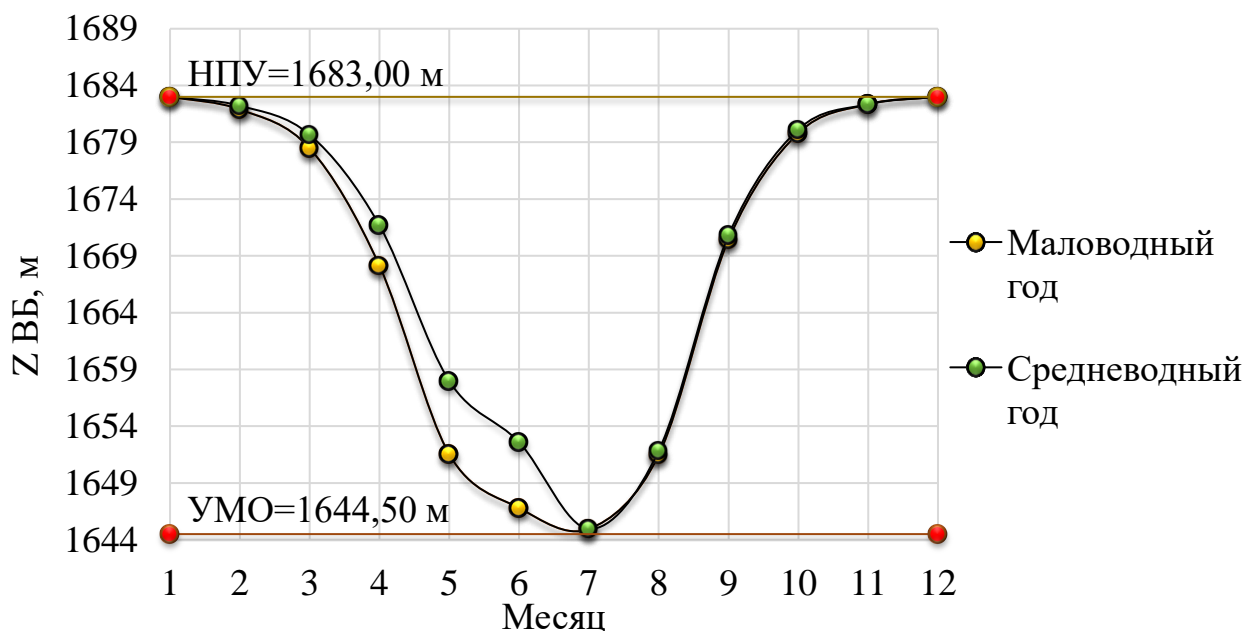


Рисунок 2.8 – График сработки и наполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном годах

## 2.9 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен 3 %  $P_t^{max}$ , аварийный резерв составляет 10 % от  $P_t^{max}$ . Нагрузочный резерв расположен на существующей ГЭС, на проектируемый ГЭС, на существующих ТЭС. Аварийный будет размещен на ТЭС [7].

Данные для построения графика баланса мощностей в маловодном году представлены в приложении А, таблица А.4.

Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{Уст}^{ГЭС} = N_{раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 1422 \text{ МВт}. \quad (2.19)$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{Уст}^{ТЭС} = N_{а.р}^{ТЭС} + N_{н.р}^{ТЭС} + N_{раб}^{ТЭС}. \quad (2.20)$$



Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность [8].

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{сущ.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 359 \text{ МВт} \cdot \text{мес} / \text{год}. \quad (2.21)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{пр.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 340 \text{ МВт} \cdot \text{мес} / \text{год}. \quad (2.22)$$

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

$$F_{рем}^{пр.ТЭС} = \left( \frac{N_{уст}^{ТЭС}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{уст}^{ТЭС}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 445 \text{ МВт} \cdot \text{мес} / \text{год}. \quad (2.23)$$

Баланс мощности представлен на рисунке 2.9.

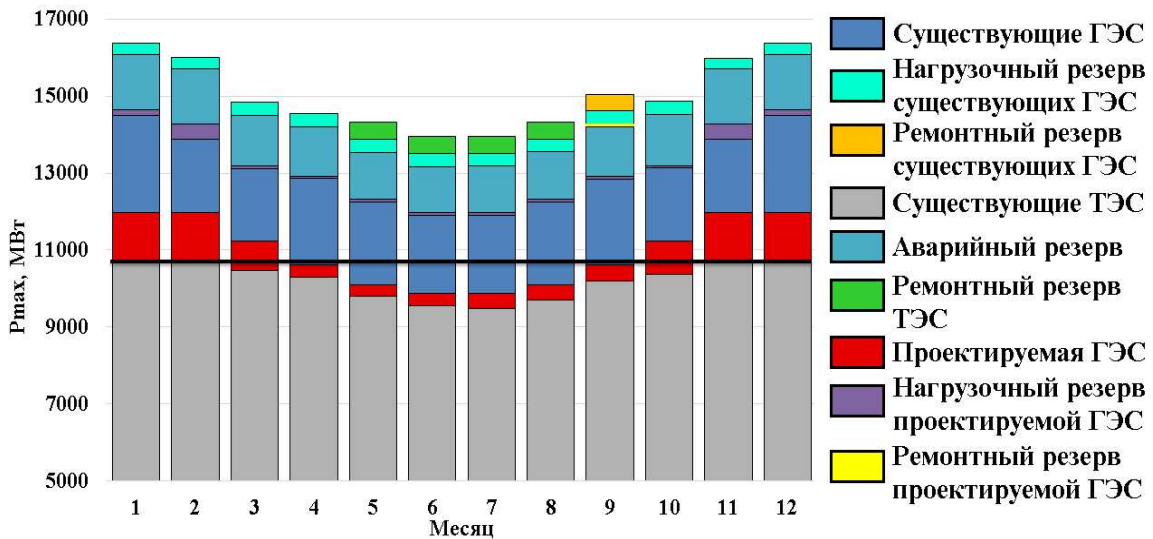


Рисунок 2.9 – Баланс мощности

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Построение режимного поля

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса [9].

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

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС(Q_{ГЭС})} = Z_{ВБ}(V_{сраб}) - Z_{НБ}(Q_{нб}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где  $z_{вб}(V_{сраб})$  – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки  $V_{сраб}$  от НПУ до УМО;

$z_{нб}(Q_{нб})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;  
 $\Delta h$  – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определим ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$N_{уст}^p = k_N \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{ГЭС}. \quad (3.2)$$

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{\max} \cdot \frac{\sqrt{H_{ГЭС}}}{\sqrt{H_P^N}}, \quad (3.3)$$

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

3) Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования ВХК, который составляет:

$$Q_{ГЭС}^{\min} = 99,5 \text{ м}^3 / \text{с}. \quad (3.4)$$

Расчёт и построение режимного поля представлен в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1- Расчет режимного поля

Значение по кривой связи		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}$	$Z_{нб}$	$H_{нпу}$	$H_{умо}$	$H_{расч}$	$Q$	$H$	$Q$	$H$
359	1539,00	142,80	104,29	132,37	272	150,00	309	132,00
210	1538,50	143,30	104,79	132,87	276	148,00	305	128,44
147	1537,50	144,30	105,79	133,87	279	146,00	301	124,89
110	1536,50	145,30	106,79	134,87	283	144,00	296	121,33
72	1535,00	146,80	108,29	136,37	287	142,00	292	117,78
50	1534,00	147,80	109,29	137,37	291	140,00	287	114,22
32	1533,00	148,80	110,29	138,37	296	138,00	283	110,67
15	1532,00	149,80	111,29	139,37	300	136,00	278	107,11
0	1531,00	150,80	112,29	140,37	309	132,00	269	100,00

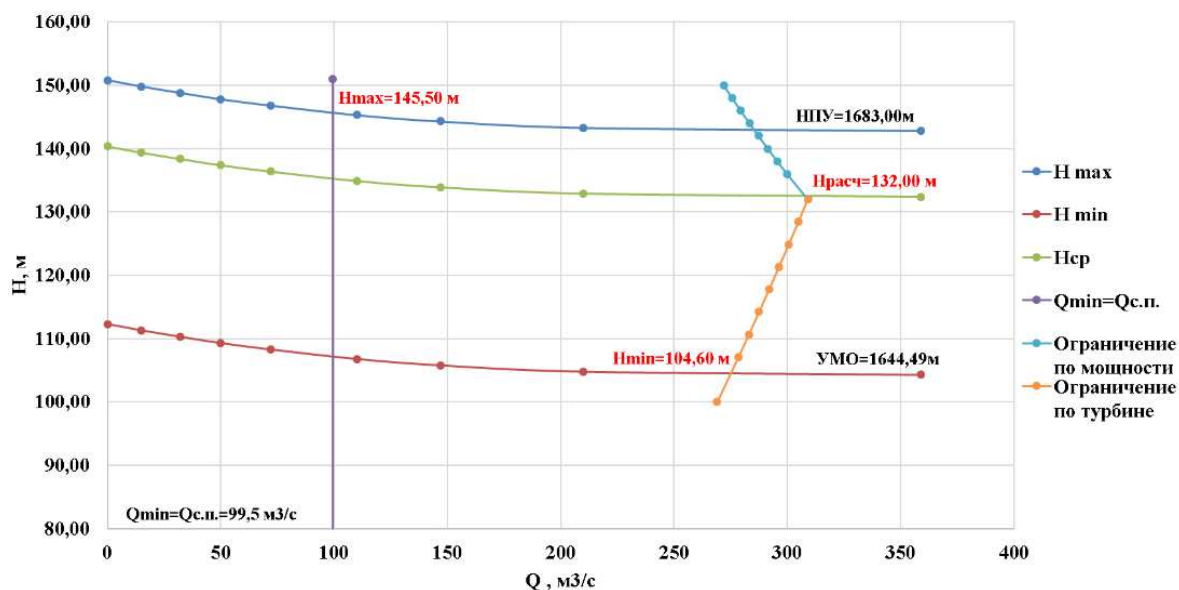


Рисунок 3.1 – Режимное поле Фимской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор  $H_{\max}=145,50$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу  $Q_{\min}=Q_{\text{сан.попуск.}}=99,5$  м<sup>3</sup>/с;

- расчётный напор  $H_{\text{расч}}=132,00$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор  $H_{\min}=104,60$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

### 3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий [10]:

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

2) Отношение  $\frac{H_{\min}}{H_{\max(\text{турбины})}} = \frac{104,60}{170,00} = 0,67$  должно быть не меньше справочных данных;

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

Для данного максимального напора выбираем следующие гидротурбины:

— PO170а-В

— PO170б-В

Параметры выбранного типа модели гидротурбин, представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметр выбранного типа модели гидротурбины

Параметры		PO170а-В	PO170б-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред.}}$ , м	170	170
Диапазон регулирования	$H_{\min}/H_{\max}$	0,65	0,65
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 \text{ opt}}$ , об/м	68	69

Продолжение таблицы 3.2

Параметры		PO170a-B	PO170б-B
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1\ opt}, \text{ л/с}$	625	585
Оптимальный КПД модели	$\eta_{м\ opt}$	0,923	0,927
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\ max}, \text{ л/с}$	790	670
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1\ max})$	0,07	0,12
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1\ m}, \text{ м}$	0,4355	0,5587
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4	4
Температура	$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	7	4
Коэффициент вязкости	$\nu_{\text{мод}}$	1,426	1,426

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки P1, предварительно проведя линию через оптимум КПД [11].

$$Q'_{1p} = 0,790 \text{ м}^3/\text{с} \text{ для PO170a – B};$$

$$Q'_{1p} = 0,670 \text{ м}^3/\text{с} \text{ для PO170б – B};$$

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

КПД натурной турбины  $\eta_T$  определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta'_{(p1)}) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon^{10} \sqrt{\left( \frac{D_{1M}}{D_1} \right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_P} \cdot \left( \frac{v_H}{v_M} \right)^2} \right), \quad (3.5)$$

где  $\eta_{(p1)}$ ,  $D_{1M}$ ,  $H_M$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;  
 $D_1$ ,  $H_P$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\nu_n, \nu_m$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий  $tn$  и  $tm$ ;

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

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{p1} \cdot D_1^2 \cdot H_P^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{г.сп}, \quad (3.6)$$

где  $Q'_{(p1)}$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_{г.сп}$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,975).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.7)$$

где  $N_{уст} = 1422$  МВт – расчетная установленная мощность.

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

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}. \quad (3.8)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{p1} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.9)$$

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

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

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения [12].

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

$$n'_{1max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.10)$$

$$n'_{1p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

$$n'_{1min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}. \quad (3.12)$$

Рассчитаем произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_1 \cdot \eta_m = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 (\Delta \cdot H_p)^{1,5}}. \quad (3.13)$$

Приведенный расход определяем по формуле:

$$Q'_1 = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta \cdot H}}, \quad (3.14)$$

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

Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины PO170a-B представлены в таблице 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины PO170a-B

D1	5,3	4,5	4	3,55
$\eta_n$	0,933	0,931	0,930	0,929
N' агр, МВт	300,2	213,9	168,8	132,8
Z'a, шт прив	4,74	6,65	8,42	10,70

Продолжение таблицы 3.3

D1	5,3	4,5	4	3,55
Z'a, шт	6	8	10	12
Нагр	237	177,75	142,2	118,50
m, поправка	1,058	1,057	1,056	1,055
n', об/мин	151,7	178,5	200,7	226,0
n, об/мин	150	176,47	187,5	214,29
n при N max, об/мин	64,06	64,03	60,51	61,40
n при N расч, об/мин	67,26	67,23	63,52	64,47
n при N min, об/мин	75,55	75,52	71,36	72,42
По N Нрасч	0,582	0,605	0,613	0,648
По N Нmax	0,503	0,523	0,529	0,560
По Q Нmax	0,285	396	0,502	0,637
По Q Нmin	0,337	467	0,592	0,752

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины PO1706-B

D1	5,3	0,956	4	3,55
$\eta_n$	0,957	166,2	0,956	0,955
N'agr, МВт	261,4	8,56	147,1	115,8
Z'a, шт прив	5,44	8	9,66	12,28
Z'a, шт	6	177,75	10	12
Нагр	237	1,032	142,2	118,50
m, поправка	1,033	189,5	1,031	1,031
n', об/мин	152,0	176,47	201,3	226,7
n, об/мин	150	61,22	187,5	214,29
n при N max, об/мин	64,85	64,27	61,23	62,12
n при N расч, об/мин	68,09	72,20	64,28	65,22
n при N min, об/мин	76,49	75,52	72,21	73,27
По N Нрасч	0,582	0,687	0,613	0,648
По N Нmax	0,503	0,586	0,529	0,560
По Q Нmax	0,289	450	0,508	0,637
По Q Нmin	0,341	530	0,599	0,752

Дальнейший расчет велся для турбины PO170a-B-530. Достоинства данной турбины: диаметр рабочего колеса поддается транспортировке на грузовых машинах так же, при этом диаметре точка оптимума входит в зону работы гидротурбины. Зона работы представлена на универсальной характеристике в приложение Б, рисунок Б.1.



### 3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины производится с целью обеспечения ее безкавитационной работы [13].

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

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{н.б.}(Q_{н.б.}) + H_s, \quad (3.15)$$

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

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

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

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_x, \quad (3.16)$$

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

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

1,5- конструктивный запас;

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных условий;

$Z_x$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО турбин равна  $V_{0н}/2$ ;

$V_{0н}$  – высота направляющего аппарата натурной турбины, которая пересчитывается с модели;

$$V_{0н} = V_{0м} \cdot D_{1н}/D_{1м};$$

$$V_{0м} = 1,26 \text{ м};$$

$$D_{1н} = 4,355 \text{ м};$$

$$D_{1м} = 5,3 \text{ м};$$

$V_{0м}$  и  $D_{1м}$  – указаны на универсальной характеристике.

$$B_{0H} = 1,26 \cdot \frac{4,355}{5,3} = 1,035 \text{ м.}$$

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ  $\sigma = 0,053$ ;  $H=145,50$ м:

$$H_s = 10,33 - \frac{1538,35}{900} - 0,053 \cdot 145,50 - 1,5 + \frac{1,037}{2} = -0,54 \text{ м.}$$

2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью и  $H_{расч} \sigma = 0,056$ ;  $H=132,00$ м:

$$H_s = 10,33 - \frac{1538,54}{900} - 0,056 \cdot 132,00 - 1,5 + \frac{1,037}{2} = -0,22 \text{ м.}$$

3. Работа одного агрегата при  $H_{min}$  и соответствующей ему мощности на линии ограничения  $\sigma = 0,055$ ;  $H= 104,60$  м:

$$H_s = 10,33 - \frac{1538,54}{900} - 0,056 \cdot 104,60 - 1,5 + \frac{1,037}{2} = 1,42 \text{ м.}$$

Расчет высоты отсасывания выбранной гидротурбины представлен в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Расчет высоты отсасывания выбранной гидротурбины

Тип турбины	$D_1$ , м	$Z_a$ , шт	$n_c$ , об/мин	$N_a$ , МВт	$H_{s1}$ , м	$H_{s2}$ , м	$H_{s3}$ , м
PO170a-B-530	5,30	6	150	237	-0,54	-0,22	1,42

Проанализировав полученные результаты, окончательно принята к установке гидротурбина PO170a-B-530, так как её высота отсасывания соответствует допустимой.

Отметку расположения рабочего колеса, рассчитанная для самого неблагоприятного случая, то есть  $H_s = -0,54$  м. Для этого случая  $Z_{НБ} = 1538,35$ . Тогда заглубление по формуле (3.15):

$$\nabla Z_{p.k.} = 1538,35 + (-0,54) = 1537,81 \text{ м.}$$

Выбранная отметка позволит обеспечить безкавитационную работу гидротурбины во всех расчётных режимах.

### 3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения, но так как серийного генератора не нашлось, пришлось провести расчёт, благодаря которому была рассчитана вся необходимая информация по размерам генератора, а также его составляющих [14].

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_n = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{237}{0,9} = 263,3 \text{ МВт}, \quad (3.17)$$

где  $\cos\varphi = 0,81 \div 0,9$ .

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_{\text{синх}}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{150} = 40. \quad (3.18)$$

По номинальной мощности и синхронной частоте вращения следует подобрать гидрогенератор (по справочникам, номенклатурам и пр.)

Если на вычисленные  $N$  ( $S_n$ ) и  $n_{\text{синх}}$  не существует гидрогенератора, проводим упрощенный расчет основных параметров.

Расчетная мощность:

$$(3.19)$$

где  $k$ - коэффициент, зависящий от  $\cos\varphi$ .

Удельная нагрузка:

Диаметр ротора:

Принимаем стандартную величину (округляют кратно 50 мм при  $d_B < 1$  м, или кратно 100 мм при  $d_B \geq 1$  м), таким образом  $d_B = 200$  мм.

Общая масса генератора:

### 3.5 Построение рабочих характеристик гидротурбины

Для выбранной турбины необходимо рассчитать и построить зависимости  $\eta = f(N)$ ,  $H^{\text{доп}}_s = f(N)$  и  $Q = f(N)$  при синхронной частоте вращения  $n_{\text{синх}}$  для четырех значений напора ( $H_{\text{max}}$ ,  $H_{\text{ср}}$ ,  $H_p$ ,  $H_{\text{min}}$ ) [15].

Для определения  $H_{\text{ср}}$  воспользуемся формулой:

Таблица 3.8 – Значения рабочих характеристик для  $N_{\min}$ 

Модель					Натура				
$n_i = 75,55$ об/мин					$N_{\min} = 104,60$ м				
$\eta_m$	$Q_t$ , м <sup>3</sup> /с	$\sigma$	$\eta_{m\sigma}$	$Q_{t\sigma}$ , м <sup>3</sup> /с	$\eta_n$	$Q$ , м <sup>3</sup> /с	$N$ , кВт	$H_s^{\text{доп}}$	$N_\sigma$ кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0,84	0,45	0,04	0,84	0,45	0,872	126,4	104228,8	3,71	104228,8
0,85	0,47	0,05	0,884	0,56	0,882	132,1	110157,2	2,66	138694,9
0,86	0,494				0,892	138,8	117144,4		
0,87	0,53				0,902	148,9	127142,6		
0,88	0,559				0,912	157,1	135640,9		
0,89	0,595				0,922	167,2	146016,9		
0,9	0,625				0,932	175,6	155102,4		
0,9	0,715				0,932	200,9	177437,2		
0,89	0,742				0,922	208,5	182091,6		

Таблица 3.9 – Значения рабочих характеристик для  $N_{\text{расч}}$ 

Модель					Натура				
$n_i = 67,26$ об/мин					$N_{\text{расч}} = 132,00$ м				
$\eta_m$	$Q_t$ , м <sup>3</sup> /с	$\sigma$	$\eta_{m\sigma}$	$Q_{t\sigma}$ , м <sup>3</sup> /с	$\eta_n$	$Q$ , м <sup>3</sup> /с	$N$ , кВт	$H_s^{\text{доп}}$	$N_\sigma$ кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0,85	0,39	0,04	0,888	0,485	0,882	125,6	132239,6	2,61	168350,4
0,86	0,41	0,05	0,905	0,539	0,892	131,9	140518,7	1,29	190676,3
0,87	0,43	0,06	0,914	0,682	0,902	138,2	148954,2	-0,03	243663,3
0,88	0,46	0,07	0,904	0,744	0,912	146,4	159610,0	-1,35	262906,2
0,89	0,49				0,922	155,3	171164,8		
0,9	0,52				0,932	165,4	184345,8		
0,91	0,55				0,942	175,2	197421,2		
0,92	0,59				0,952	186,2	212177,5		
0,92	0,65				0,952	205,2	233754,9		
0,91	0,69				0,942	219,4	247221,2		
0,9	0,72				0,932	230,1	256465,8		
0,89	0,76				0,922	241,4	266140,5		

Таблица 3.10 – Значения рабочих характеристик для  $H_{ср}$

Модель					Натура				
$n_i = 71,05$ об/мин					$H_{ср} = 118,30$ м				
$\eta_m$	$Q_t$ , м <sup>3</sup> /с	$\sigma$	$\eta_{m\sigma}$	$Q_{t\sigma}$ , м <sup>3</sup> /с	$\eta_H$	$Q$ , м <sup>3</sup> /с	$N$ , кВт	$H_s^{доп}$	$N_\sigma$ кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0,84	0,39	0,04	0,88	0,49	0,872	116,5	108647,5	3,16	143006,1
0,85	0,413	0,05	0,90	0,55	0,882	123,4	116424,6	1,98	166025,7
0,86	0,435	0,06	0,89	0,74	0,892	130,0	124069,0	0,79	220631,3
0,87	0,46				0,902	137,4	132725,0		
0,88	0,49				0,912	146,4	143006,1		
0,89	0,52				0,922	155,4	153486,1		
0,9	0,55				0,932	164,3	164165,1		
0,91	0,58				0,942	173,3	175043,1		
0,92	0,615				0,952	183,8	187645,7		
0,92	0,66				0,952	197,2	201375,9		
0,91	0,702				0,942	209,8	211862,5		
0,9	0,737				0,932	220,2	219981,3		
0,89	0,765				0,922	228,6	225801,7		

После проведенных расчетов строятся графики зависимости  $\eta = f(N)$ ,  $H_s^{доп} = f(N)$  и  $Q = f(N)$  для каждого из напоров.

Зависимости мощностей представлены на рисунках 3.2, 3.3 и 3.4.

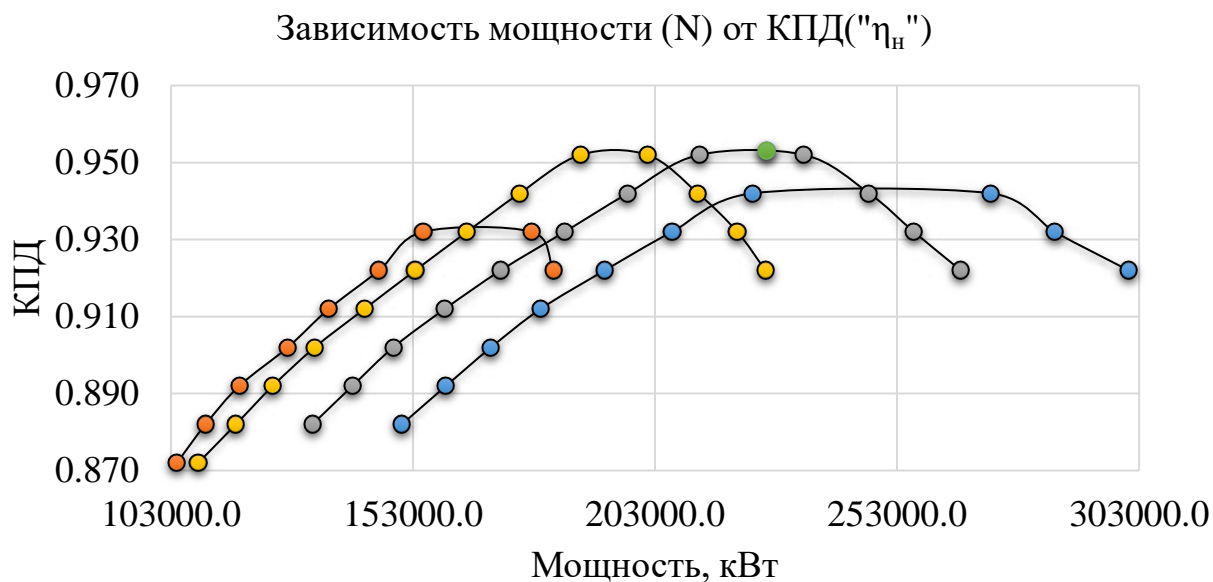


Рисунок 3.2 – Зависимость мощности (N) от КПД ("η<sub>H</sub>")



Зависимость мощности (N) от расхода (Q)

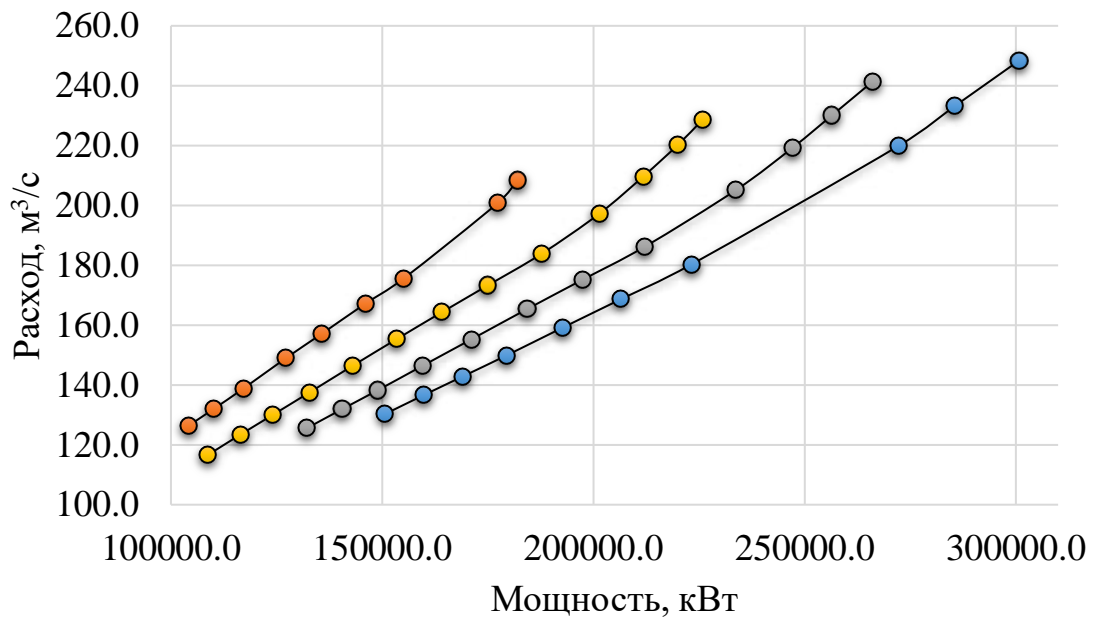


Рисунок 3.3 – Зависимость мощности (N) от расхода (Q)

Зависимость мощности ( $N_{\sigma}$ ) от  $H_s$  доп

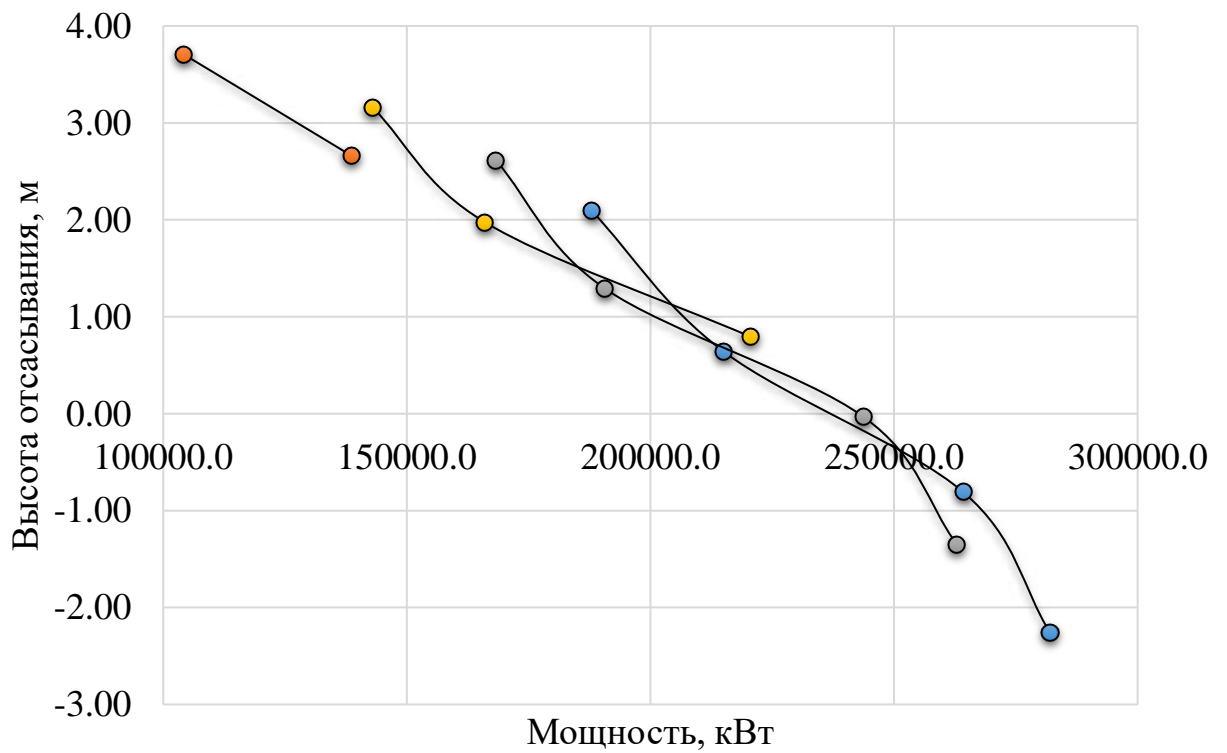


Рисунок 3.4 – Зависимость мощности ( $N_{\sigma}$ ) от  $H_s$  доп



Таблица 3.13 – Значения  $a_{0н}$  и  $N$  при  $N_{ср}$ 

Модель			Натура	
$n'i = 71,05$ об/мин			$N_{ср} = 118,30$	
$a_{0м},$ мм	$KПД_м$	$Q_Г$	$a_{0н},$ мм	$N$ кВт
1	2	3	4	5
10,8	0,845	0,375	131,5	105090,5
13,6	0,874	0,47	165,6	136233,8
15,1	0,884	0,5	183,8	146587,8
16,4	0,9	0,55	199,6	164165,1
17,7	0,912	0,587	215,5	177545,1
19,1	0,9207	0,621	232,5	189620,6
20,4	0,9218	0,653	248,3	199629,9
21,9	0,915	0,685	266,6	207867,9
24	0,902	0,732	292,2	218974,4
25,2	0,886	0,776	306,8	228019,0

Таблица 3.14 – Значения  $a_{0н}$  и  $N$  при  $N_{расч}$ 

Модель			Натура	
$n'i = 67,26$ об/мин			$N_{расч} = 132,00$	
$a_{0м},$ мм	$KПД_м$	$Q_Г$	$a_{0н},$ мм	$N$ кВт
2	3	4	5	6
10,8	0,844	0,38	131,5	125367,7
13,6	0,885	0,476	165,6	164668,2
15,1	0,896	0,51	183,8	178623,1
16,4	0,91	0,555	199,6	197421,2
17,7	0,9216	0,597	215,5	215068,2
19,1	0,9229	0,629	232,5	226915,8
20,4	0,918	0,66	248,3	236835,1
21,9	0,912	0,69	266,6	245982,0
24	0,898	0,736	292,2	258353,1
25,2	0,885	0,78	306,8	269834,4

После проведенных расчетов строится график зависимости  $a_{0н} = f(N)$  для каждого из напоров.

График зависимости  $a_{0н} = f(N)$  представлен на рисунке 3.5.

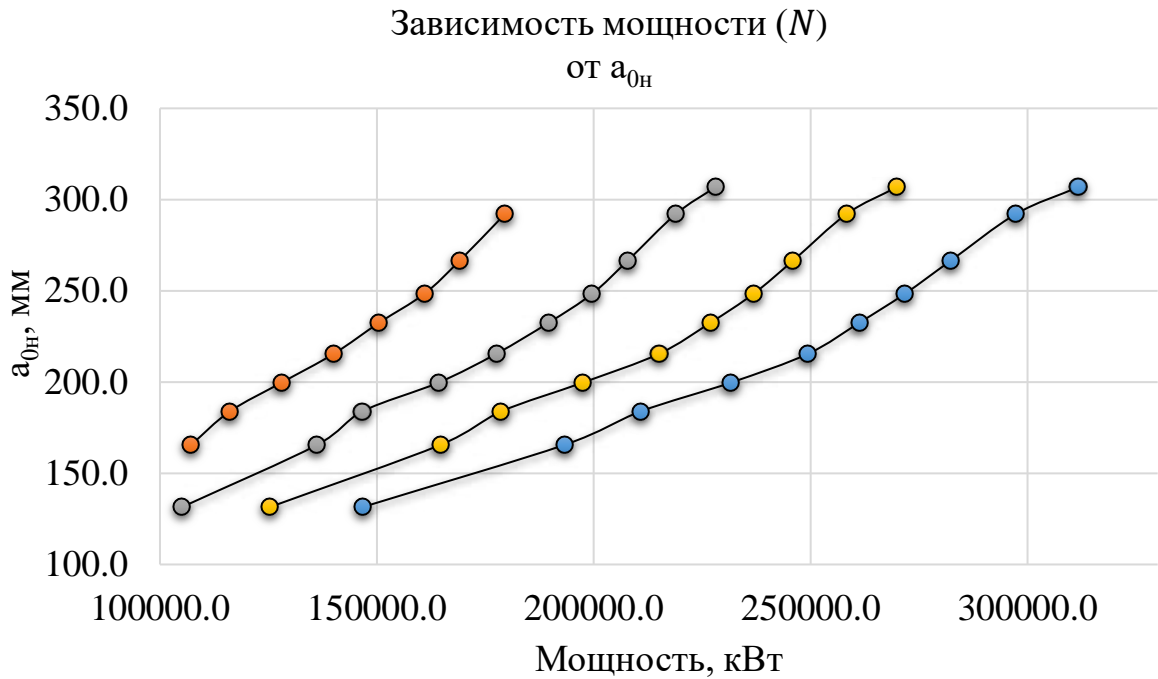


Рисунок 3.5 – График зависимости  $a_{0H} = f(N)$

После построения всех характеристик, расчетов строится эксплуатационная характеристика натурной турбины. Для этого на рисунок переносятся изолинии КПД, линии высоты отсасывания и открытия НА.

Эксплуатационная характеристика натурной турбины РО 170а-В-530, представлен на рисунке 3.6.

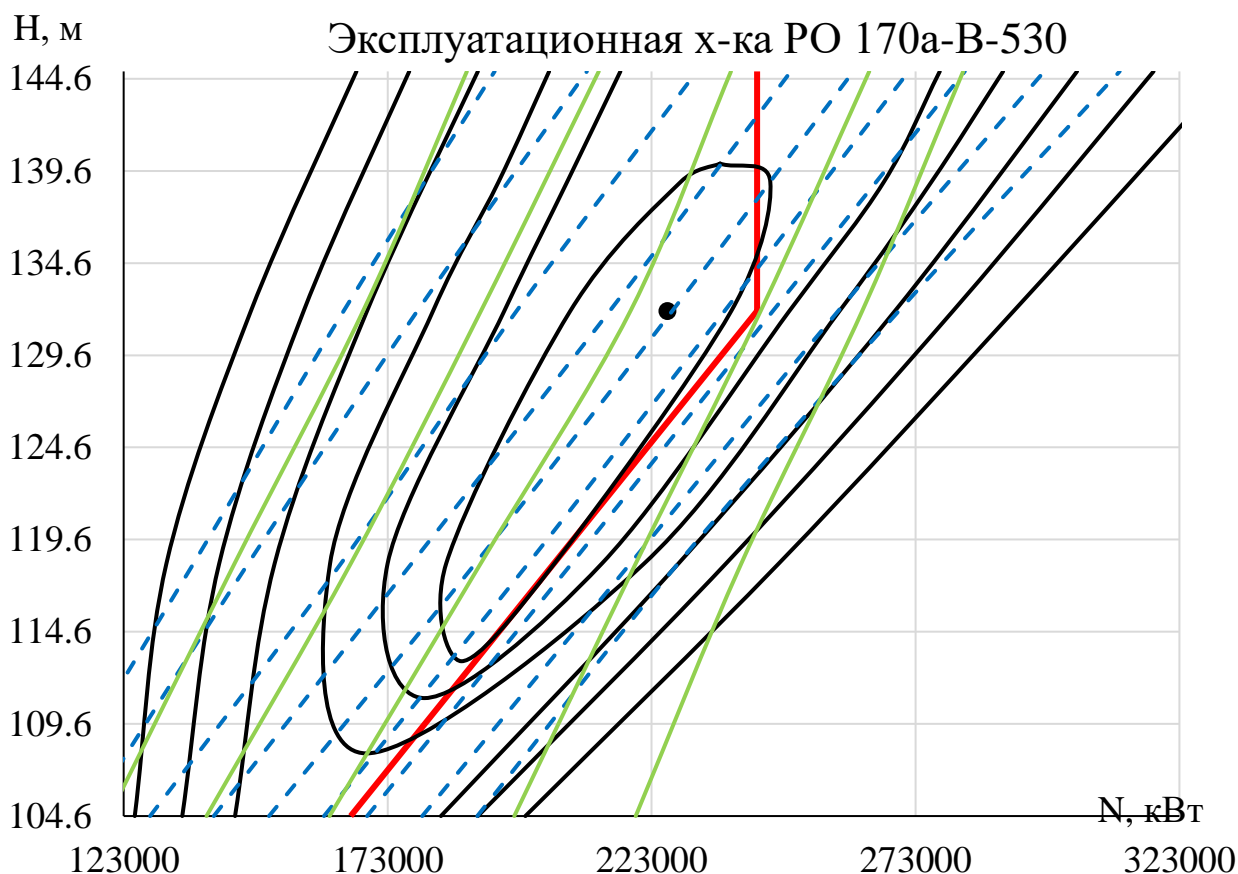


Рисунок 3.6 – Эксплуатационная характеристика натурной турбины РО 170а-В-530

### 3.7 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры

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

Металлическая спиральная камера имеет круглое поперечное сечение с переходом на эллиптические в районе зубца, служит для подвода воды к турбине и формированию потока на входе в направляющий аппарат [17].

По ГУХ для конкретной турбины выбирают высоту направляющего аппарата  $b_0 = 0,238 \cdot D_1 = 0,238 \cdot 5,30 = 1,26$  м, угол обхвата  $\varphi = 345^\circ$  и высоту статора  $b_1 = b_0 + 0,2 = 1,26 + 0,2 = 1,46$  м.

Основные размеры статора для  $D_1 = 5,30$  м:

1.  $D_a = 8,45$  м;
2.  $D_b = 7,30$  м;
3.  $D_4 = 8,45$  м;
4.  $R_4 = 4,425$  м;
5.  $h_1 = 0,46$  м.

Расход через входное сечение:







Внутреннее расположение регулирующего кольца применяют для крупных гидротурбин с диаметром расположения осей поворота лопаток  $D_0 \geq 4020$  мм.

Продолжение таблицы 3.16

Наименование	Отн. размеры, м	Абс. размеры, м
n	0,011	0,071
p	0,007	0,047

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

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

### 3.8.3 Кинематическая схема механизма поворота лопатки НА

Кинематическая схема механизма поворота лопатки направляющего аппарата строится для определения хода поршня сервомотора. Определяется максимальный ход поршня, позволяющий обеспечить максимальное открытие лопаток направляющего аппарата.

Для построения кинематической схемы поворота лопатки НА нужно знать размеры деталей механизма поворота:  $L_n$  – 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 [19]:

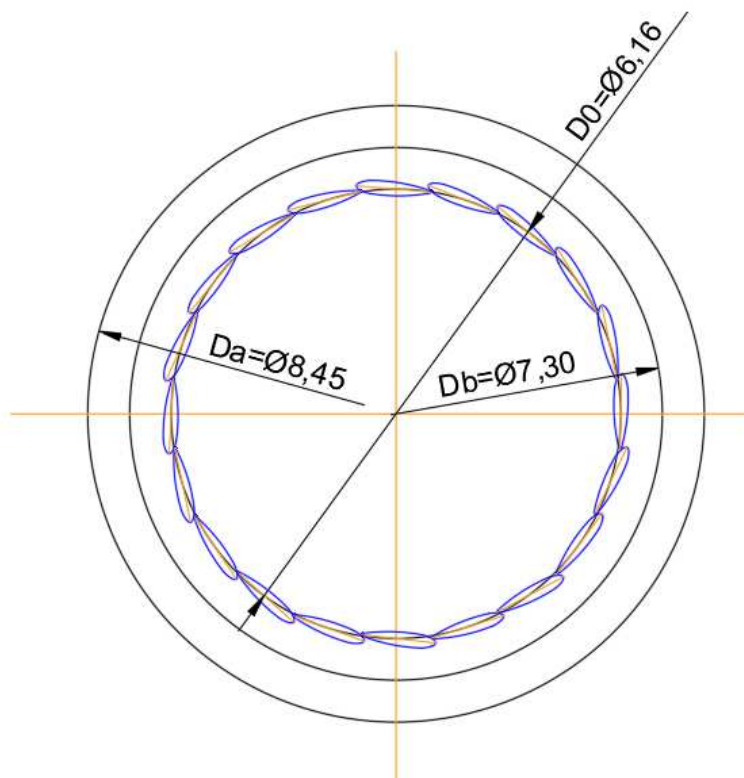


Рисунок 3.9 – Направляющий аппарат гидротурбины РО 170а-В-530

Механизм поворота лопаток НА турбины РО 170а-В-530, представлен на рисунке 3.10.

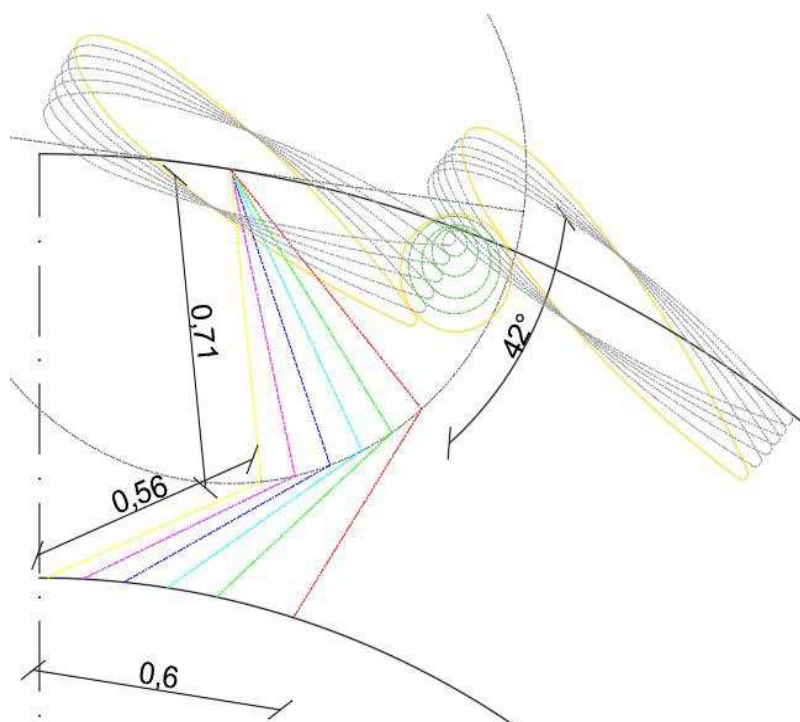


Рисунок 3.10 – Механизм поворота лопаток НА турбины РО 170а-В-530

Измерив на рисунок 3.10 соответствующие величины ( $a_0$ ) и ( $S$ ) с учетом масштаба построения, получаем зависимость  $a_0(S)$  представленные в таблице 3.18 и на рисунке 3.11.

Таблица 3.18 – Зависимость открытия НА от хода поршня сервомотора

$S$ , мм	$a_{0н}$ , мм
0	0
191	27
312	96
416	216
515	381
602	560

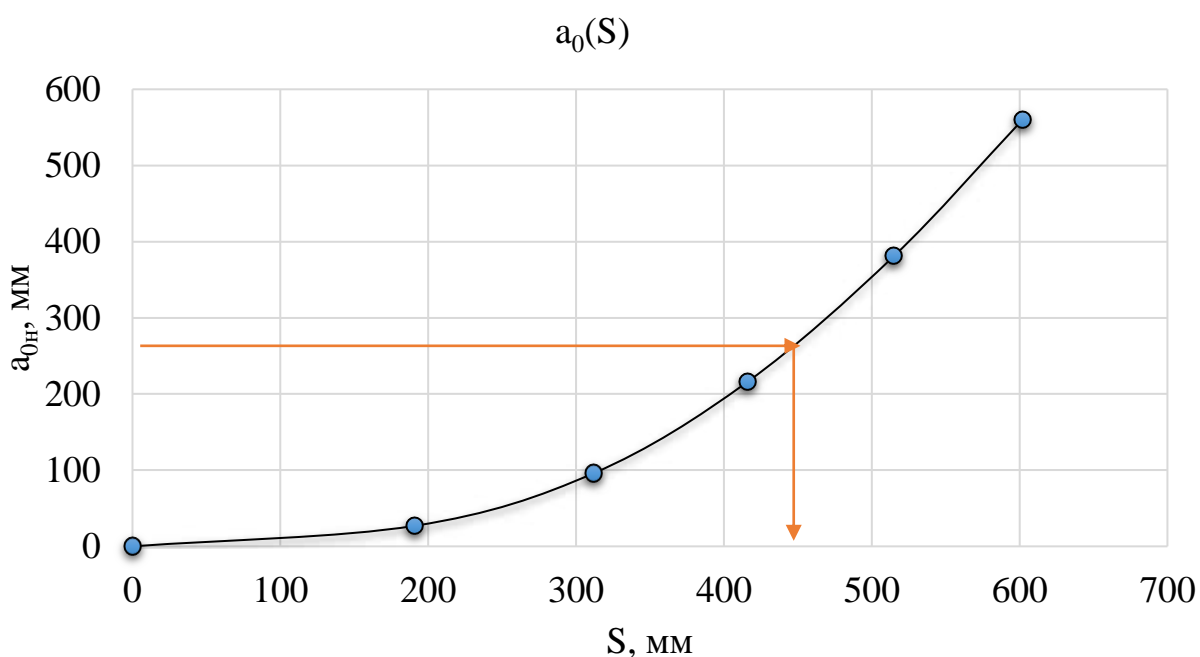


Рисунок 3.11 – Зависимость открытия НА от хода поршня сервомотора

Полученная зависимость позволяет определить максимальный ход поршня сервомотора ( $S_{MAX} = 452$  мм) для обеспечения необходимого значения открытия лопаток НА ( $a_{0MAX} = 267$  мм).

### 3.9 Расчет вала на прочность. Расчет подшипника

Для построения чертежа гидроагрегата необходимо знать размеры вала, также необходимо произвести его расчёт на прочность. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий [20].

Предварительный расчет наружного диаметра вала:



Проанализировав полученные данные был выбран кольцевой подшипник.

### **3.10 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора**

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

По номограмме для турбины РО170–В определим тип маслонапорной установки: МНУ 10/1-40-12,5-2.

Маслонапорная установка вместимостью  $10 \text{ м}^3$ , состоящим из двух сосудов на давление 40 МПа ( $40 \text{ кгс/см}^2$ ), имеющим сливной бак вместимостью  $12,5 \text{ м}^3$  с двумя насосами.

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

### **3.11 Выбор конструктивной схемы компоновки гидроагрегата**

Конструктивная схема компоновки гидротурбины в здании ГЭС должна выбираться в соответствии с ГОСТ 108.023.105-84.

Для выбора схемы компоновки необходимы следующие данные:

Тип генератора: Зонтичный

Номинальные значения  $D_1 = 5,3 \text{ м}$ .

Тип МНУ: 10/1-40-12,5-2

Тип электрогидравлический регулятор: ЭГР-100-4

Направляющий подшипник: кольцевого типа

Тип направляющего аппарата: IV



## 4 Расчет на прочность лопатки НА

### 4.1 Исходные данные

В данном разделе приведены необходимые размеры для построения модели лопатки НА, которые приведены в таблице 4.1 и ориентируясь на рисунок 4.1 будет соблюдаться построение [21].

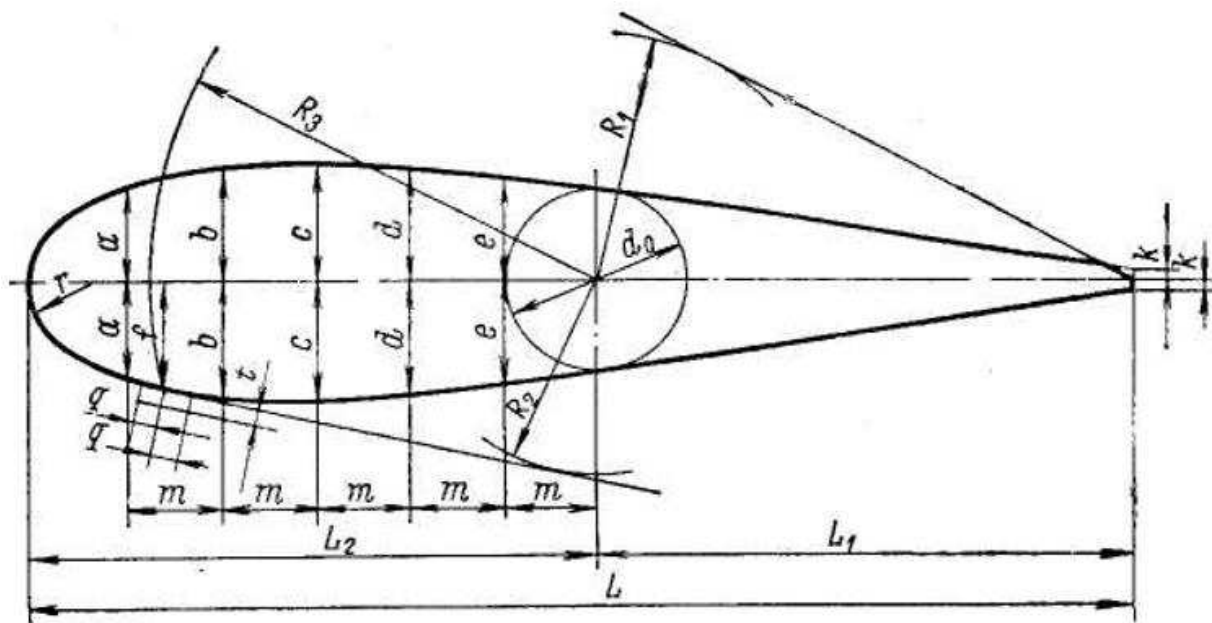


Рисунок 4.1 – Основные размеры лопатки НА

Таблица 4.1 – Параметры лопатки НА

Название	Обозначение	Значение	Единицы измерения
Поперечный размер лопатки НА	<i>a</i>	78,2	мм
Поперечный размер лопатки НА	<i>b</i>	94,82	мм
Поперечный размер лопатки НА	<i>c</i>	98,76	мм
Поперечный размер лопатки НА	<i>d</i>	94,82	мм
Поперечный размер лопатки НА	<i>e</i>	86,08	мм
Ширина иглы лопатки НА	<i>k</i>	7,82	мм

Продолжение таблицы 4.1

Название	Обозначение	Значение	Единицы измерения
Длина смещения оси лопатки НА (1)	$L_1$	443,8	мм
Длина смещения оси лопатки НА (2)	$L_2$	472,6	мм
Расстояние между поперечных размеров лопатки НА	$m$	78,72	мм
Высота лопатки НА	$b_0$	1,26	м
Высота цапфы	$L_{ц}$	1,39	м
Диаметр цапфы	$d_0$	148,52	мм
Диаметр подшипника (а)	$d_a$	152	мм
Диаметр подшипника (b)	$d_b$	174	мм
Диаметр подшипника (с)	$d_c$	172	мм
Высота подшипника (а)	$h_a$	228	мм
Высота подшипника (b)	$h_b$	245	мм
Высота подшипника (с)	$h_c$	233	мм

#### 4.2 Общие сведения о направляющем аппарате

Направляющий аппарат (НА) – запорно-регулирующий орган, который обеспечивает изменение режима работы гидротурбины, путем изменения величины расхода и циркуляции потока, поступающего из спиральной камеры.

В реактивных гидротурбинах направляющий аппарат служит для:

1. регулирования расхода через турбину и создания необходимой циркуляции перед рабочим колесом в соответствии с нагрузкой на агрегат;
2. прекращения доступа воды к рабочему колесу, и остановки турбины;
3. защиты агрегата от разгона при сбросе нагрузки.

Направляющий аппарат состоит из:

1. нижнего и верхнего колец с подшипниками для цапф лопаток;
2. лопаток, равномерно расположенных по периметру перед входом в рабочее колесо;
3. механизма поворота лопаток.
- 4.

Поворот лопаток осуществляется при помощи сервомоторов направляющего аппарата, поворачивающих регулирующее кольцо, серьги и рычаги, которые насажены на верхние цапфы лопаток.

Лопатка НА выполняется в виде литой или сварно-литой конструкции, состоящей из профильной части и круглых опорных цапф, материалы для направляющего аппарата указаны в таблице 4.3. Верхняя цапфа имеет две опорные шейки (диаметры  $d_b$  и  $d_c$ ), она значительно длиннее нижней цапфы диаметром  $d_a$ .

Разрез лопатки направляющего аппарата и механизма поворота лопаток, приведен в приложении В, рисунок В.1.

В таблице 4.2 приведены основные характеристики направляющего аппарата.

Материалы деталей направляющего аппарата, представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.2 – Основные характеристики направляющего аппарата

Название	Обозначение	Значение	Единицы измерения
Диаметр расположения осей поворота лопаток	$D_0$	6,16	м
Длина рычага	$L_p$	356	мм
Длина серьги	$L_c$	563	мм
Длина накладки	$L_n$	712	мм
Максимальное давление в сервомоторе	$p$	25	кГ/см <sup>2</sup>

Таблица 4.3 – Материалы деталей направляющего аппарата

Наименование детали	Материал
Лопатки (литые)	Ст.10Х12НДЛ
Рычаги	Ст.30
Накладки	Ст.45
Серьги	Ст.45
Цапфы	Ст.30ГСЛ, Н18К14М5Т

#### **4.3 Построение трехмерной модели – лопатки направляющего аппарата с цапфой и направляющими подшипниками**

На данном этапе необходимо рассчитать координаты точек 1 – 11, представлены в таблице 4.4, для правильного базирования поверхности на рабочем пространстве и удобному дальнейшему построению.

Таблица 4.4 – Координаты лопатки НА

Значения координат осей		
x	y	z
0	0	0
0	0	0,07426
-0,07872	0	0,08608
-0,15744	0	0,09482
-0,23616	0	0,09876
-0,31488	0	0,09482
-0,3936	0	0,0782
-0,4726	0	0
-0,4331	0	0
0,4438	0	0
0,4438	0	0,00782

Основной расчет в программе COSMOS/M представлен ниже.

- 1) Подготавливаем рабочее пространство и задаем направление осей.

*PLANE,Y,0,1,*

где Y – направление оси.

- 2) После подготовительного этапа приступаем к непосредственному построению лопатки при помощи задания координат точек:

*PT,1,0,0,0,*

где 1 – номер первой ТОЧКИ;

0,0,0 – координаты x, y и z первой ТОЧКИ (1);

Остальные координаты, указанные в таблице 4.5 задаются аналогично.

- 3) Задав все необходимые точки для построения лопатки, необходимо на выходной кромке построить дугу, тем самым соединив точки:

*CRELLIPSE,1,8,7,9,1,*

где 1 – номер первой ДУГИ;

8,7,9 – номера точек для построения ДУГИ;

- 4) Оставшиеся точки соединяем с помощью команды:

*CRPLINE,2,7,6,5,4,3,2,2,*

где 2 – номер ПОЛИЛИНИИ;  
7,6,5,4,3,2 – номера ТОЧЕК;

5) Соединив все точки, необходимо зеркально отразить полученную поверхность:

*CRSYM,1,6,1,Z,0,0,*

где 1 – номер отображенной ПОВЕРХНОСТИ;  
6,1 – номера отраженных ЛИНИЙ;  
Z – ось относительно которой проводилось отражение;

6) Далее приступим к построению нижней цапфы и подшипника задав две окружности при помощи команды:

*CRSCIRCLE,17,0,0,0,0.087,0,0,4.*  
*CRSCIRCLE,21,0,0,0,0.07426,0,0,4,*

где 17,21 – номер ОКРУЖНОСТИ;  
0,0,0 – координаты x, y и z;  
0.07426,0.087 – значения радиусов ОКРУЖНОСТЕЙ;

7) Отразив поверхность и построив окружности, вытянем на нужную высоту лопатку НА и нижний подшипник с цапфой:

*SFEXTR,17,24,1,Y,-0.228.*  
*SFEXTR,1,16,1,Y,1.26,*

где 17,24 – номер ОКРУЖНОСТИ;  
1,16 – номера ПОВЕРХНОСТЕЙ лопатки НА;  
Y – ось относительно которой проводилось вытягивание;  
-0.228,1,26 – значения высоты ВЫТЯГИВАНИЯ;

8) Построив лопатку в объеме необходимо на верхних кромках лопатки добавить поверхности:

*SF2CR,9,1,9,0,*

где 9 – номер ПОВЕРХНОСТИ;  
1,9 – номера ЛИНИЙ;

9) Следующим этапом будет построение верхней части механизма, то есть верхней цапфы и подшипников при помощи ПОЛИЛИНИИ, для этого необходимо найти координаты точек, представленных в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Координаты верхней цапфы и подшипников

Значения координат осей		
x	y	z
0	1,26	0
0,16126	1,26	0
0,16126	1,505	0
0,07426	1,505	0
0,07426	2,417	0
0,16026	2,417	0
0,16026	2,65	0
0,07426	2,65	0
0,07426	2,954	0
0	2,954	0

$CRPCORD,91,0,1.26,0,0.16126,1.26,0,0.16126,1.505,0,0.07426,1.505,0,0.07426,2.417,0,0.16026,2.417,0,0.16026,2.650,0,0.07426,2.650,0,0.07426,2.954,0,0,2.954,0,0,2.954,0,$

где  $91$  – номер ПОЛИЛИНИИ;  
 $0,1.26,0$  – значения координат  $x$ ,  $y$  и  $z$ ;

1) Построив полилинию, вращаем ее во круг оси  $Y$ :

$SFSWEEP,99,91,1,Y,360,4,$

где  $99$  – номер ПОВЕРХНОСТИ;  
 $91$  – номер ПОЛИЛИНИИ;  
 $Y$  – ось относительно которой происходит вращение;  
 $360$  – количество градусов на которое происходило вращение;  
 $4$  – число сегментов на которое была разбита окружность при вращении;

2) После построения всех необходимых элементов, разбиваем поверхности на конечны элементы:

$M_{SF},1,74,1,4,4,4,1,1,$

где  $1,74$  – номера ПОВЕРХНОСТЕЙ;  
 $4,4$  – частота создаваемой сети КЭ;

После разбивки модели на КЭ, объединяем ее в одно целое и меняем нумерацию. В итоге проведенного построения КЭ получается модель лопатки НА с направляющими подшипниками, приведенная на рисунках 4.2 и 4.3.

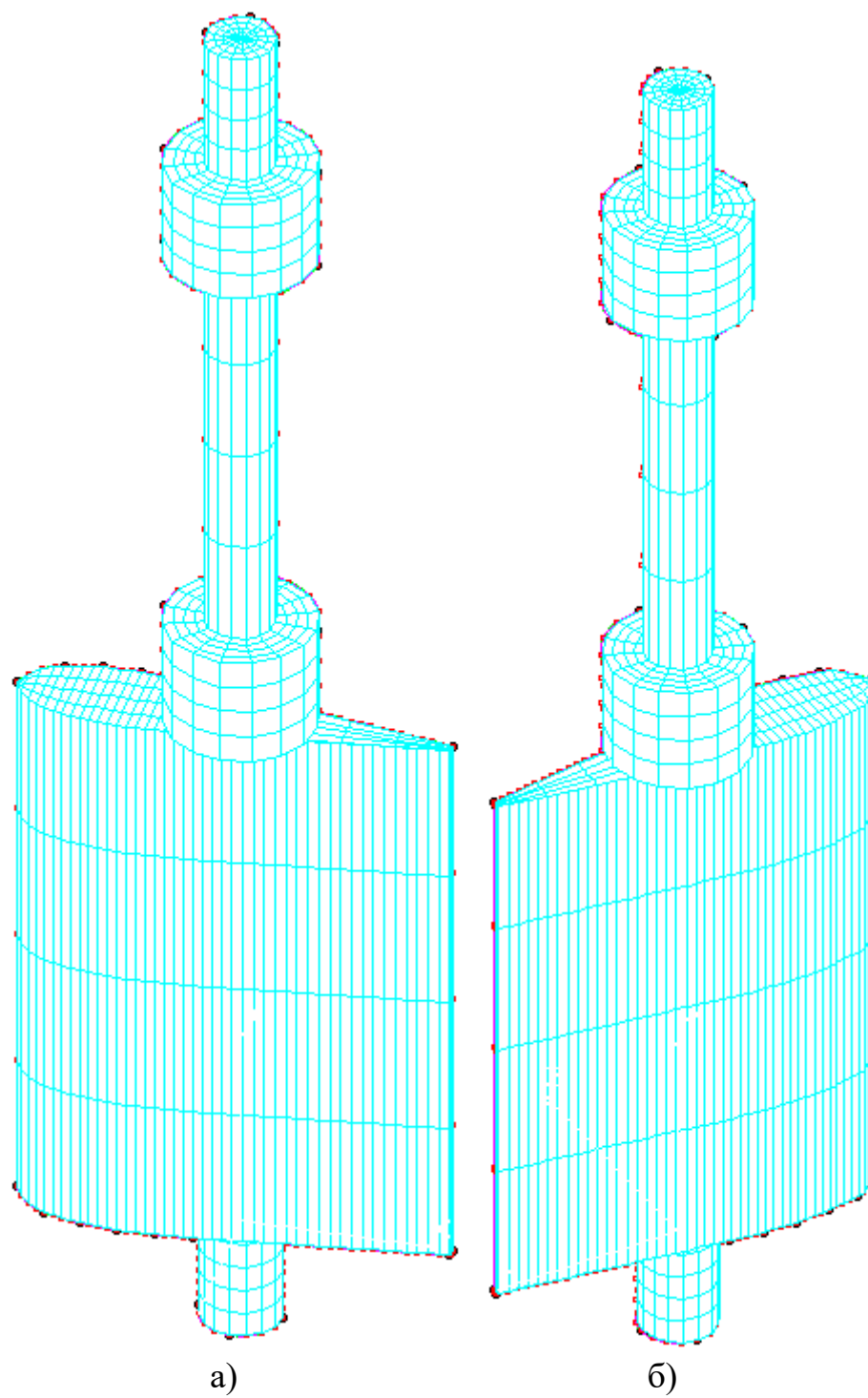


Рисунок 4.2 – Вид лопатки НА: а – слева; б – справа

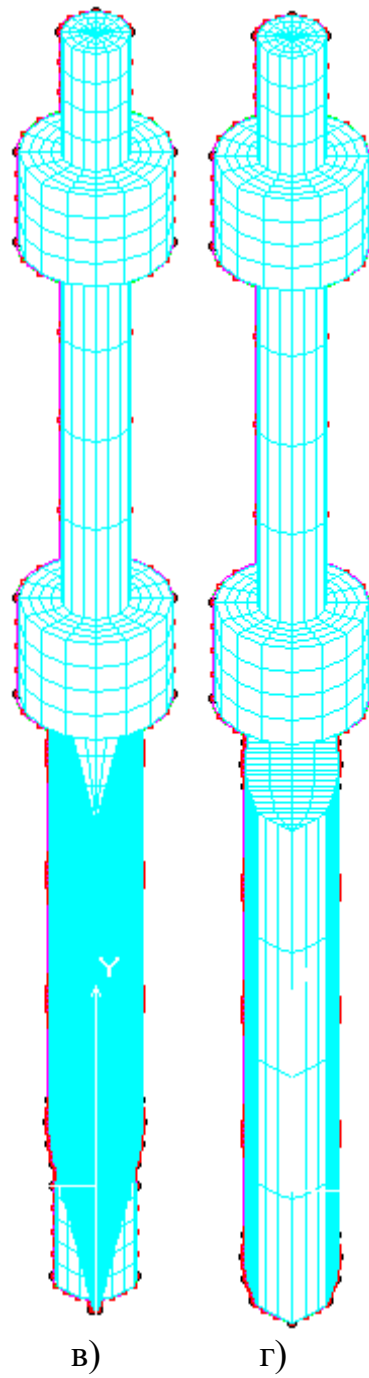


Рисунок 4.3 – Вид лопатки НА: в – спереди; г – сзади

#### 4.4 Ручной расчет лопатки НА

Для проведения ручного расчета необходима условная схема, приведенная на рисунке 4.4, а также значения размеров, указанных в таблице 4.6 [22].



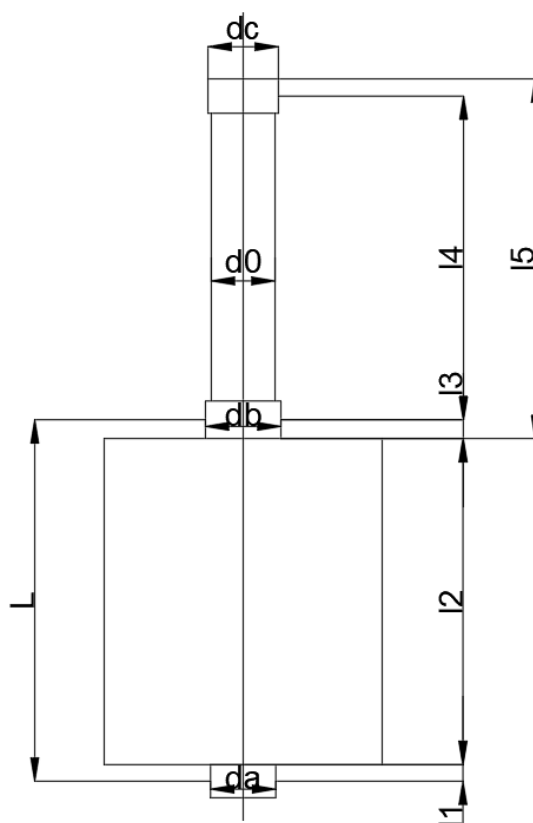


Рисунок 4.4 – Условная схема лопатки направляющего аппарата

Таблица 4.6 – Данные для ручного расчета

Название	Обозначение	Значение	Единицы измерения
Длина участка (1)	$l_1$	0,064	м
Длина участка (2)	$l_2$	1,26	м
Длина участка (3)	$l_3$	0,0725	м
Длина участка (4)	$l_4$	1,251	м
Длина участка (5)	$l_5$	1,39	м
Длина от средин подшипников (a,b)	$L$	1,3965	м
Количество лопаток НА	$z_0$	24	шт
Диаметр расположения ушей на окружности	$D_y$	4,664	м
Диаметр расположения серег на окружности	$D_c$	4,240	м
Угол относительно осей накладки и серьги НА	$\alpha$	91	градус
Угол относительно осей серьги и уха НА	$\beta$	49	градус

Продолжение таблицы 4.6

Название	Обозначение	Значение	Единицы измерения
Угол относительно осей лопатки и накладки НА	$\gamma$	42	градус
Максимальный напор	$H$	145,5	м
Диаметр расположения осей поворота лопаток	$D_0$	6,16	м
Высота лопатки НА	$b_0$	1,26	м
Удельный вес воды	$\gamma$	1000	кГ/м <sup>3</sup>
Относительное повышение напора в момент полного закрытия НА	$\varepsilon$	0,2	
Максимальное давление в сервомоторе	$p$	25	кГ/см <sup>2</sup>
Коэффициент, зависящий от числа лопаток	$\lambda$	0,03	

1) Расчет лопатки НА на изгиб.

Интенсивность нагрузки рассчитывается по формуле:

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

где  $P_r$  – гидравлическое усилие, действующее на лопатку;  
 $l_2$  – длина участка 2.

Расчет  $q$  выполняется с использованием таблицы 4.6.

$$q = \frac{P_r}{l_2} = \frac{1739}{1,26} = 13,8 \text{ кН/м.}$$

Гидравлическое усилие, действующее на лопатку, рассчитывается по формуле:

$$P_r = \frac{\pi \cdot D_0 \cdot H \cdot \gamma \cdot b_0}{z_0}, \quad (4.2)$$

где  $D_0$  – диаметр расположения осей поворота лопаток;

$H'$  – напор действующий на лопатку;  
 $b_0$  – высота лопатки НА;  
 $\gamma$  – удельный вес воды;  
 $z_0$  – количество лопаток.

Расчет  $P_2$  выполняется с использованием таблицы 4.6.

$$P_r = \frac{\pi \cdot D_0 \cdot H' \cdot \gamma \cdot b_0}{z_0} = \frac{3,14 \cdot 6,16 \cdot 174,6 \cdot 1000 \cdot 1,26}{24} = 177302 \text{ кг} \cdot \frac{9,81}{1000} = 1739 \text{ кН.}$$

Напор действующий на лопатку, рассчитывается по формуле:

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

где  $\xi$  – относительное повышение напора в момент полного закрытия НА;  
 $H$  – максимальный напор.

Расчет  $H'$  выполняется с использованием таблицы 4.6.

$$H' = (1 + \xi) \cdot H = (1 + 0,2) \cdot 145,5 = 174,6 \text{ м.}$$

Усилие от сервомотора приложенному к рычагу, рассчитывается по формуле:

$$P = P_p = 0,013 \text{ кН.} \quad (4.4)$$

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

где  $P_c$  – усилие от сервомотора;  
 $D_y$  – диаметр расположения ушей на окружности;  
 $z_0$  – то же, что и в формуле (4.4);  
 $D_c$  – диаметр расположения серег на окружности;  
 $\sin \gamma$  – угол между осью накладки и осью серьги;  
 $\cos \beta$  – угол между осью серьги и касательной к окружности  $D_c$  в точке закрепления серьги.

Расчет  $P_p$  выполняется с использованием таблицы 4.6.

$$P_p = \frac{P_c \cdot D_y \cdot \sin \gamma}{z_0 \cdot D_c \cdot \cos \beta} = \frac{0,29 \cdot 4,664 \cdot 0,67}{24 \cdot 4,24 \cdot 0,66} = 0,013 \text{ кН.}$$

Усилие от сервомотора, рассчитывается по формуле:

$$P_c = F \cdot p, \quad (4.6)$$

где  $F$  – рабочая площадь сервомотора;  
 $p$  – максимальное давление в сервомоторе.  
Расчет  $P_c$  выполняется с использованием таблицы 4.6.

$$P_c = F \cdot p = 1,22 \cdot 25 = 30,5 \text{ кг} \cdot \text{м}^2 = 30,5 \cdot \frac{9,81}{1000} = 0,29 \text{ кН} \cdot \text{м}^2.$$

Рабочая площадь сервомотора, рассчитывается по формуле:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (2 \cdot d_c^2 - d_{ст}^2), \quad (4.7)$$

где  $d_c$  – диаметр поршня сервомотора;  
 $d_{ст}$  – диаметр стакана.

Расчет  $F$  выполняется с использованием таблицы 6.

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (2 \cdot d_c^2 - d_{ст}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (2 \cdot 0,95^2 - 0,5^2) = 1,22 \text{ м}^2.$$

Диаметр поршня находится по формуле:

$$d_c = \lambda \cdot D_1 \cdot \sqrt{k_0 \cdot H_{\max}}, \quad (4.8)$$

где  $\lambda$  – коэффициент, зависящий от числа лопаток;  
 $D_1$  – диаметр рабочего колеса;  
 $k_0$  – коэффициент отношения лопатки НА к диаметру рабочего колеса;  
 $H_{\max}$  – то же самое, что и в формуле (4.3).

Расчет  $d_c$  выполняется с использованием таблицы 4.6.

$$d_c = \lambda \cdot D_1 \cdot \sqrt{k_0 \cdot H_{\max}} = 0,03 \cdot 5,3 \cdot \sqrt{0,237 \cdot 145,5} = 0,933 \text{ м},$$

Диаметр стакана и поршня принимаем:

$$d_c = 950 \text{ мм},$$
$$d_{ст} = 430 \text{ мм}.$$

Относительная высота направляющего аппарата, рассчитывается по формуле:

$$k_0 = \frac{b_0}{D_1}, \quad (4.9)$$

где  $b_0$  – высота лопатки направляющего аппарата;  
 $D_1$  – диаметр рабочего колеса.

Расчет  $k_0$  выполняется с использованием таблицы 4.6.

$$k_0 = \frac{b_0}{D_1} = \frac{1,26}{5,3} = 0,237 \text{ м.}$$

Опорные реакции, рассчитываются по формулам:

$$R_a^q = \frac{\frac{l_2}{2} + l_3}{L} = \frac{\frac{1,26}{2} + 0,0725}{1,3965} = 0,503 \text{ кН.} \quad (4.10)$$

$$R_a^p = \frac{l_5}{L} \cdot \sin(\alpha - \gamma) = \frac{1,39}{1,3965} \cdot 0,75 = 0,749 \text{ кН.} \quad (4.11)$$

$$R_a^r = \frac{l_4}{L} = \frac{1,251}{1,3965} = 0,894 \text{ кН.} \quad (4.12)$$

$$R_b^q = \frac{l_1 + \frac{l_2}{2}}{L} = \frac{0,064 + \frac{1,26}{2}}{1,3965} = 0,496 \text{ кН.} \quad (4.13)$$

$$R_b^p = \frac{L + l_5}{L} \cdot \sin(\alpha - \gamma) = \frac{1,4 + 1,39}{1,3965} \cdot 0,75 = 1,503 \text{ кН.} \quad (4.14)$$

$$R_b^r = \frac{L + l_4}{L} = \frac{1,4 + 1,251}{1,3965} = 1,894 \text{ кН.} \quad (4.15)$$

Расчет моментов, определяются по формулам:

$$M_1^q = R_a^q \cdot l_1 = 0,503 \cdot 0,064 = 0,03 \text{ кН} \cdot \text{м.} \quad (4.16)$$

$$M_2^q = R_b^q \cdot l_3 = 0,496 \cdot 0,0725 = 0,04 \text{ кН} \cdot \text{м.} \quad (4.17)$$

$$M_3^q = M_4^q = 0 \text{ кН}\cdot\text{м}. \quad (4.18)$$

$$M_5^q = R_a^q \cdot \left(1_1 + \frac{l_2}{2}\right) - \frac{l_3}{8} = 0,503 \cdot \left(0,064 + \frac{1,26}{2}\right) - \frac{0,0725}{8} = 0,34 \text{ кН}\cdot\text{м}. \quad (4.19)$$

$$M_1^P = R_a^P \cdot l_1 = 0,746 \cdot 0,064 = 0,04 \text{ кН}\cdot\text{м}. \quad (4.20)$$

$$M_2^P = R_a^P \cdot (l_1 + l_2) = 0,749 \cdot (0,064 + 1,26) = 0,99 \text{ кН}\cdot\text{м}. \quad (4.21)$$

$$M_3^P = l_5 \cdot \sin(\alpha - \gamma) = 1,39 \cdot 0,75 = 1,04 \text{ кН}\cdot\text{м}. \quad (4.22)$$

$$M_4^P = (l_5 - l_4) \cdot \sin(\alpha - \gamma) = (1,39 - 1,251) \cdot 0,75 = 0,1 \text{ кН}\cdot\text{м}. \quad (4.23)$$

$$M_5^P = R_a^P \cdot \left(1_1 + \frac{l_2}{2}\right) = 0,749 \cdot \left(0,064 + \frac{1,26}{2}\right) = 0,52 \text{ кН}\cdot\text{м}. \quad (4.24)$$

$$M_1^R = R_a^R \cdot l_1 = 0,902 \cdot 0,064 = 0,057 \text{ кН}\cdot\text{м}. \quad (4.25)$$

$$M_2^R = R_a^R \cdot (l_1 + l_2) = 0,902 \cdot (0,064 + 1,26) = 1,183 \text{ кН}\cdot\text{м}. \quad (4.26)$$

$$M_3^R = l_4 = 1,251 \text{ кН}\cdot\text{м}. \quad (4.27)$$

$$M_4^R = 0 \text{ кН}\cdot\text{м}. \quad (4.28)$$

$$M_5^R = R_a^R \cdot \left(1_1 + \frac{l_2}{2}\right) = 0,902 \cdot \left(0,064 + \frac{1,26}{2}\right) = 0,62 \text{ кН}\cdot\text{м}. \quad (4.29)$$

Суммарные моменты находим с помощью уравнений:

$$M_1^{\text{изг}} = M_1^q \cdot P_r + M_1^P \cdot P - M_1^R \cdot R_c. \quad (4.30)$$

$$M_1^{\text{изг}} = 0,03 \cdot 1739 + 0,04 \cdot 0,013 - 0,057 \cdot 0 = 52,17 \text{ кН}\cdot\text{м}.$$

$$M_2^{\text{изг}} = M_2^q \cdot P_r + M_2^P \cdot P - M_2^R \cdot R_c. \quad (4.31)$$

$$M_2^{\text{изг}} = 0,04 \cdot 1739 + 0,99 \cdot 0,013 - 1,183 \cdot 0 = 61,57 \text{ кН}\cdot\text{м}.$$

$$M_3^{\text{изг}} = M_3^P \cdot P. \quad (4.32)$$

$$M_3^{\text{изг}} = 1,04 \cdot 0,013 = 0,014 \text{ кН}\cdot\text{м}.$$

$$M_4^{\text{изг}} = M_4^P \cdot P. \quad (4.33)$$

$$M_4^{\text{изг}} = 0,10 \cdot 0,013 = 0,013 \text{ кН}\cdot\text{м}.$$

$$M_5^{\text{изг}} = M_5^q \cdot P_r + M_5^p \cdot P - M_5^R \cdot R_c. \quad (4.34)$$

$$M_5^{\text{изг}} = 0,34 \cdot 1739 + 0,52 \cdot 0,013 - 0,62 \cdot 0 = 591,26 \text{ кН}\cdot\text{м}.$$

Максимальные нормальные напряжения при изгибе, рассчитываются по формуле:

$$\sigma_1 = \frac{M_1^{\text{изг}}}{W_1} = \frac{52,17}{0,6 \cdot 10^{-3}} = 86950 \text{ кН/м}^3. \quad (4.35)$$

$$W_1^{\text{изг}} = \frac{\pi \cdot d_a^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,152^3}{16} = 0,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3. \quad (4.36)$$

$$\sigma_2 = \frac{M_2^{\text{изг}}}{W_2} = \frac{61,57}{0,8 \cdot 10^{-4}} = 769625 \text{ кН/м}^3. \quad (4.37)$$

$$W_2^{\text{изг}} = \frac{\pi \cdot d_0^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,161^3}{16} = 0,1 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3, \quad (4.38)$$

где  $d_0$  – диаметр цапфы лопатки НА.

$$W_2^{\text{изг}} = \frac{\pi \cdot d_0^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,07426^3}{16} = 0,8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3. \quad (4.39)$$

$$\sigma_3 = \frac{M_3^{\text{изг}}}{W_3} = \frac{0,014}{0,1 \cdot 10^{-2}} = 14 \text{ кН/м}^3, \quad (4.40)$$

$$W_3^{\text{изг}} = \frac{\pi \cdot d_b^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,174^3}{16} = 0,1 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3. \quad (4.41)$$

$$\sigma_4 = \frac{M_4^{\text{изг}}}{W_4} = \frac{0,013}{0,8 \cdot 10^{-4}} = 162,5 \text{ кН/м}^3, \quad (4.42)$$

$$W_4^{\text{изг}} = \frac{\pi \cdot d_0^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,07426^3}{16} = 0,8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3. \quad (4.43)$$

$$\sigma_5 = \frac{M_5^{\text{изг}}}{W_5} = \frac{591,26}{0,9 \cdot 10^{-3}} = 656955,5 \text{ кН/м}^3, \quad (4.44)$$

$$W_5^{\text{изг}} = \frac{\pi \cdot d_c^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,172^3}{16} = 0,9 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3. \quad (4.45)$$

Из расчета лопатки НА на изгиб, по полученным данным можно сделать вывод, что лопатка НА должна выдерживать данную нагрузку и выполнена с небольшим запасом с экономической точки зрения.

## 2) Расчет лопатки НА на кручение.

Исходные данные для расчета  $M_{кр}$ , представлены в таблице 4.7 и на рисунке 4.5.

Таблица 4.7 – Исходные данные для расчета  $M_{кр}$  лопатки НА

Название	Обозначение	Значение	Единицы измерения
Длина участка (1)	$l_1$	0,064	м
Длина участка (2)	$l_2$	1,26	м
Длина участка (3)	$l_3$	0,0725	м
Длина участка (4)	$l_4$	1,251	м
Длина участка (5)	$l_5$	1,39	м
Длина от середин подшипников (a,b)	$L$	1,3965	м
Интенсивность нагрузки	$q$	13,79	кН/м
Усилие от сервомотора	$P_c$	0,29	кН * м <sup>3</sup>
Диаметр подшипника (a)	$d_a$	0,152	м
Диаметр подшипника (b)	$d_b$	0,174	м
Диаметр подшипника (c)	$d_c$	0,172	м

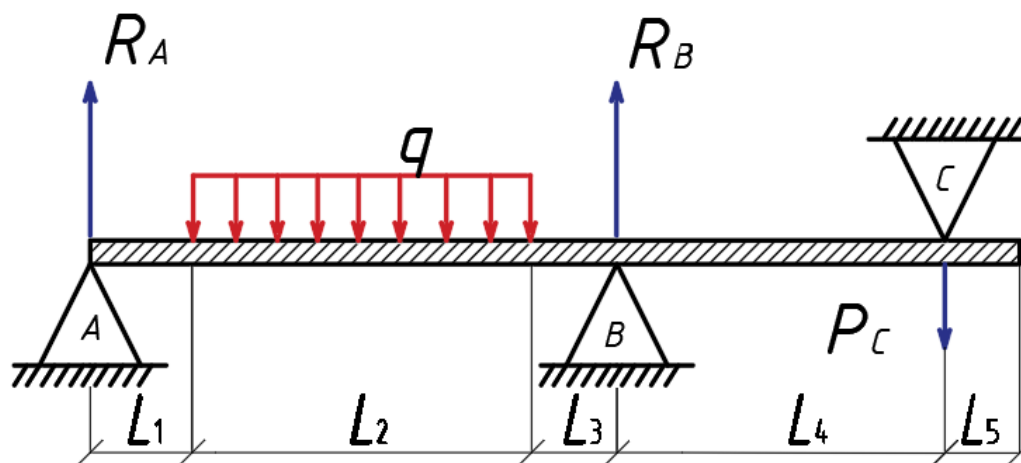


Рисунок 4.5 – Схема нагрузок на лопатку направляющего аппарата

Расчет реакций опор, проводится по формулам:

$$R_a = \frac{l_1 + l_2 + l_3}{L} = \frac{0,064 + 1,26 + 0,0725}{1,3965} = 1 \text{ кН.} \quad (4.46)$$



$$R_b = -\frac{l_1+l_2+l_3}{L} = -\frac{0,064+1,26+0,0725}{1,3965} = -1 \text{ кН.} \quad (4.47)$$

Расчет крутящих моментов, проводится по формулам:

$$M_y = \frac{1}{2} \cdot \mu \cdot d_a \cdot P_r, \quad (4.48)$$

$$M_y = \frac{1}{2} \cdot \mu \cdot d_a \cdot P_r = \frac{1}{2} \cdot 0,1 \cdot 0,152 \cdot 1739 = 13,21.$$

$$M_1^{кр} = 0,5 \cdot \mu_a \cdot d_a \cdot R_a, \quad (4.49)$$

где  $\mu_a$  – коэффициент трения стали;  
 $d_a$  – диаметр подшипника;  
 $R_a$  – реакция опоры а.

$$M_1^{кр} = 0,5 \cdot \mu_a \cdot d_a \cdot R_a = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 0,152 \cdot 1 = 0,0076 = 7,6 \cdot 10^{-3} \text{ кН}\cdot\text{М.}$$

$$M_2^{кр} = P \cdot h_a \cdot \sin \alpha (1 - n_1) - 0,5 \cdot (\mu_b \cdot d_b \cdot R_b + \mu_c \cdot d_c \cdot R_c) - M_y, \quad (4.50)$$

где  $P$  – усилие от сервомотора приложенному к рычагу  
 $h_a$  – высота подшипника;  
 $n_1$  – коэффициент = 0,01

$$M_2^{кр} = 0,013 \cdot 0,245 \cdot 0,84 - 0,5 \cdot (0,1 \cdot 0,174 \cdot 1 + 0,1 \cdot 0,172 \cdot 0) - 13,21 = -13,22 \text{ кН}\cdot\text{М.}$$

$$M_3^{кр} = P \cdot h_b \cdot \sin \alpha (1 - n_1) - 0,5 \cdot \mu_c \cdot d_c \cdot R_c - M_y. \quad (4.51)$$

$$M_3^{кр} = 0,0130,228 \cdot 0,84 - 0,5 \cdot 0,1 \cdot 0,172 \cdot 0 - 13,21 = -13,20 \text{ кН}\cdot\text{М.}$$

$$M_4^{кр} = P \cdot h_c \cdot \sin \alpha (1 - n_1) - M_y. \quad (4.52)$$

$$M_4^{кр} = P \cdot h_c \cdot \sin \alpha (1 - n_1) - M_y = 0,013 \cdot 0,233 \cdot 0,84 - 13,21 = -13,20 \text{ кН}\cdot\text{М.}$$

$$M_5^{кр} = P \cdot l_2 \cdot \sin \alpha (1 - n_1) + 0,5 \cdot P_r - 0,5 \cdot (\mu_b \cdot d_b \cdot R_b + \mu_c \cdot d_c \cdot R_c) - M_y. \quad (4.53)$$

$$M_y = 0,13 \cdot 1,26 \cdot 0,84 + 0,5 \cdot 1739 - 0,5 \cdot (0,1 \cdot 0,174 + 0,1 \cdot 0,172 \cdot 0) - 13,21 = 856,30 \text{ кН}\cdot\text{М.}$$

Максимальные нормальные напряжения при кручении, рассчитываются по формуле:

$$\tau_1 = \frac{M_1^{\text{кр}}}{W_1^{\text{кр}}} = \frac{7,6 \cdot 10^{-3}}{0,6 \cdot 10^{-3}} = 12,6 \text{ кН/м}^3. \quad (4.54)$$

$$W_1^{\text{кр}} = \frac{\pi \cdot d_a^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,152^3}{16} = 0,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3. \quad (4.55)$$

$$\tau_2 = \frac{M_2^{\text{кр}}}{W_2^{\text{кр}}} = \frac{-13,22}{0,8 \cdot 10^{-4}} = -165250 \text{ кН/м}^3. \quad (4.56)$$

$$W_2^{\text{кр}} = \frac{\pi \cdot d_0^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,07426^3}{16} = 0,8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3. \quad (4.57)$$

$$\tau_3 = \frac{M_3^{\text{кр}}}{W_3^{\text{кр}}} = \frac{-13,20}{0,1 \cdot 10^{-2}} = -13200 \text{ кН/м}^3. \quad (4.58)$$

$$W_3^{\text{кр}} = \frac{\pi \cdot d_b^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,174^3}{16} = 0,1 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3. \quad (4.59)$$

$$\tau_4 = \frac{M_4^{\text{кр}}}{W_4^{\text{кр}}} = \frac{-13,20}{0,8 \cdot 10^{-4}} = -165000 \text{ кН/м}^3. \quad (4.60)$$

$$W_4^{\text{кр}} = \frac{\pi \cdot d_0^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,07426^3}{16} = 0,8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3. \quad (4.61)$$

$$\tau_5 = \frac{M_5^{\text{кр}}}{W_5^{\text{кр}}} = \frac{856,30}{0,9 \cdot 10^{-3}} = 951444,5 \text{ кН/м}^3. \quad (4.62)$$

$$W_5^{\text{кр}} = \frac{\pi \cdot d_c^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,172^3}{16} = 0,9 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3. \quad (4.63)$$

Из расчета лопатки НА на кручение, по полученным данным можно сделать вывод, что лопатка НА должна выдерживать данную нагрузку и выполнена с небольшим запасом с экономической точки зрения.

### 3) Расчет предельной прочности лопатки НА.

Расчет предельной прочности, выполняется по формулам:

$$\sigma_1^{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_1^2 + 4 \cdot \tau_1^2} = \sqrt{86950^2 + 4 \cdot 12,6^2} = 86950 \text{ кН/м}^3. \quad (4.64)$$

$$\sigma_2^{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_2^2 + 4 \cdot \tau_2^2} = \sqrt{769625^2 + 4 \cdot (-165250)^2} = 837587,5 \text{ кН/м}^3. \quad (4.65)$$

$$\sigma_3^{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_3^2 + 4 \cdot \tau_3^2} = \sqrt{14^2 + 4 \cdot (-13200)^2} = 26400 \text{ кН/м}^3. \quad (4.66)$$

$$\sigma_4^{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_4^2 + 4 \cdot \tau_4^2} = \sqrt{162,5^2 + 4 \cdot (-165000)^2} = 330000 \text{ кН/м}^3. \quad (4.67)$$

$$\sigma_5^{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_5^2 + 4 \cdot \tau_5^2} = \sqrt{656955,5^2 + 4 \cdot 951444,5^2} = 2013101,4 \text{ кН/м}^3. \quad (4.68)$$

Полученные результаты в ходе проведенных расчетов представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Полученные результаты в ходе проведенных расчетов

Название	Обозначение	Значение	Единицы измерения
Интенсивность нагрузки	$q$	13,79	кН/м
Гидравлическое усилие	$P_2$	1739	кН
Усилие от сервомотора	$P$	0,013	кН
Предельная прочность (1)	$\sigma_1^{\text{пр}}$	86950	кН/м <sup>3</sup>
Предельная прочность (2)	$\sigma_2^{\text{пр}}$	837587,5	кН/м <sup>3</sup>
Предельная прочность (3)	$\sigma_3^{\text{пр}}$	26400	кН/м <sup>3</sup>
Предельная прочность (4)	$\sigma_4^{\text{пр}}$	330000	кН/м <sup>3</sup>
Предельная прочность (5)	$\sigma_5^{\text{пр}}$	2013101,4	кН/м <sup>3</sup>

## 5 Техничко – экономический расчет

### 5.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

#### 5.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

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

Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации, представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность	МВт	1422	1422	1422	1422	1422
Число часов использования установленной мощности	Часы	2496	2496	2496	2496	2496
Выработка электроэнергии	МВт·ч	3550000	3550000	3550000	3550000	3550000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	53250	53250	53250	53250	53250
Объём реализации электроэнергии	МВт·ч	3496750	3496750	3496750	3496750	3496750
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1604	1642	1678	1707	1724

Продолжение таблицы 5.1

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2026	2027	2028	2029	2030
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	5609	5742	5868	5969	6028
НДС к выручке	млн.руб	935	957	978	995	1005

Вывод: По табличным данным видно, что при увеличении тарифа на электроэнергию растет выручка от реализации электроэнергии и соответственно растет и НДС к выручке.

### 5.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

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

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

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

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

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

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	107,7	153,2
Прочие	165,3	235,1
Итого по ГЭС	273,0	388,2

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина
От 1 до 5	0,020
От 6 до 15	0,027
От 16 до 25	0,035
Свыше 25	0,040

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	192,5
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097 тыс.руб/Мвт·ч	13,5

Продолжение таблицы 5.4

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб/МВт·ч	3,9
Итого		209,9

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

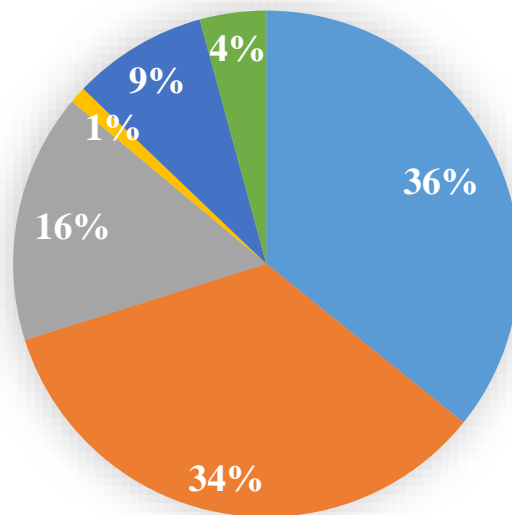
Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Амортизационные отчисления, млн.руб.	871,1	871,2	871,3	871,3	871,3
Расходы на страхование, млн.руб.	836,3	836,4	836,4	836,5	836,5
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	355,9	388,2	388,2	388,2	388,2
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	192,4	209,9	209,9	209,9	209,9
Налог на воду, млн.руб.	86,0	103,2	103,2	103,2	103,2
Итого, млн.руб.	2 367,8	2 435,0	2 435,2	2 435,2	2 435,2

Вывод: Из таблицы видно, что сумма текущих затрат увеличивается за счет увеличения затрат на страхование, эксплуатации, расходов на ремонт и различные услуги.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 5.1).



- Амортизационные отчисления, млн.руб.
- Расходы на страхование, млн.руб.
- Эксплуатационные затраты, млн.руб.
- Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.
- Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.
- Налог на воду, млн.руб.

Рисунок 5.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

### 5.1.3 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 – 8,4 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 5.6.



Таблица 5.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2031	2032	2033	2034	2035
Налог на прибыль, млн.руб.	4 290,9	4 326,1	4 362,9	4 399,9	4 437,1
НДС, млн.руб.	3 220,1	3 689,6	3 722,6	3 755,8	3 789,0
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
Налог на имущество, млн.руб.	1 798,0	1 778,9	1 759,7	1 740,5	1 721,4
Итого, млн.руб.	9 326,1	9 811,5	9 862,3	9 913,4	9 964,5

Вывод: Из таблицы видно, что налоговые расходы растут ежегодно, из-за роста налога на прибыль и НДС.

## 5.2 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 5.7.

Таблица 5.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн.руб.	15 445,3	17 257,9	17 646,5	17 962,4	18 139,3
Текущие расходы, млн.руб.	2 367,8	2 435,0	2 435,2	2 435,2	2 435,2
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	15 350,7	17 154,8	17 543,3	17 859,2	18 036,1
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	18 526,2	20 346,7	20 754,1	21 089,1	21 285,2
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	3 705,3	4 069,3	4 150,8	4 217,8	4 257,0
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	14 820,9	16 277,3	16 603,2	16 871,3	17 028,1
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Вывод: По таблице видно, что выручка растет в связи с тем, что идет увеличение чистой прибыли.

Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, представлены на рисунке 5.2.

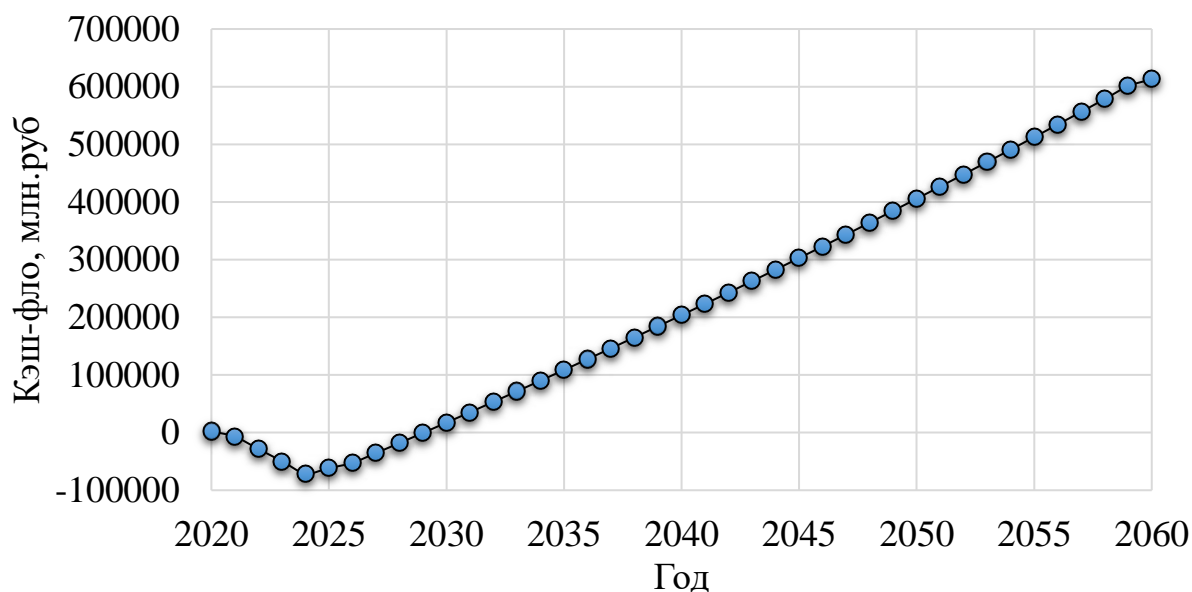


Рисунок 5.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

Вывод: По графику 5.2 можно заметить, что, прибыль начинает увеличиваться с того момента, когда вводится в работу оборудование, а именно ГА1 и ГА2. Ввод их происходит одновременно. Далее с такой же последовательностью будет происходить ввод оборудования (2 гидроагрегата в год), общее количество гидроагрегатов – 6 шт.

Анализ чистой прибыли с указанием укрупнённых этапов реализации проекта, представлен на рисунке 5.3.

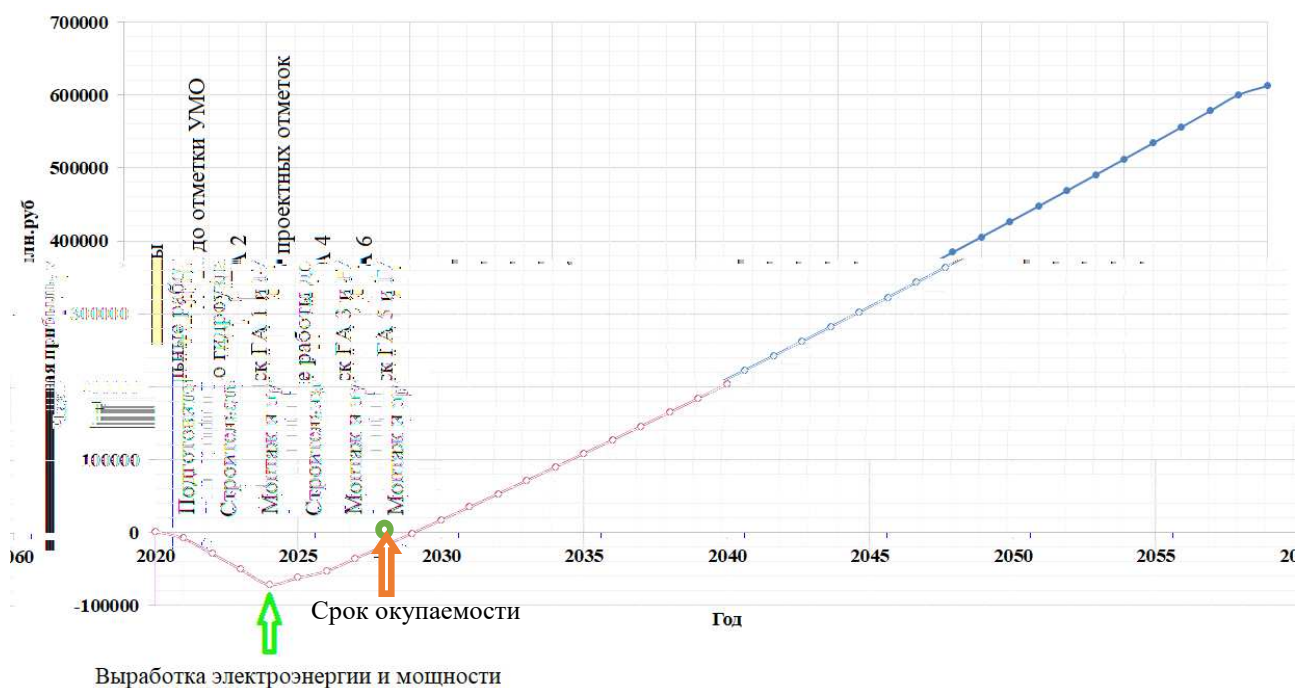


Рисунок 5.3 – Анализ чистой прибыли с указанием укрупнённых этапов реализации проекта

Вывод: По графику 5.3 можно заметить, что, прибыль начинает увеличиваться с того момента, когда вводится в работу оборудование, а именно ГА1 и ГА2. Ввод их происходит одновременно. Далее с такой же последовательностью будет происходить ввод оборудования (2 гидроагрегата в год), общее количество гидроагрегатов – 6 шт.

Также на графике отмечен срок окупаемости проекта, который составил 9 лет.

### 5.3 Оценка инвестиционного проекта

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

#### 5.3.1 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 ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «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 Фимской 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 года.

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

### **5.3.2 Коммерческая эффективность**

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Фимская ГЭС на реке Терек»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	170
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	35896,4
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,58
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	17,11
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,38
Удельные капиталовложения, руб/Квт	72098,5

Вывод: Период окупаемости составляет 170 месяцев (14,2 года), учитывая, что срок проекта составляет 480 месяцев (40 лет), отсюда следует, что проект окупится до его окончания. Чистый приведенный доход положителен, значит проект инвестиционно эффективен. Индекс прибыльности больше единицы – проект перспективен в будущей доходности.

#### 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 5.9.

Таблица 5.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн.Рублей	1 203,9	1 203,8	1 203,8	1 203,8	713,4
В региональный бюджет, млн.Рублей	1,9	2,5	2,5	2,5	1 408,6
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	1 205,8	1 206,3	1 206,3	1 206,3	2 121,9

Вывод: Из таблицы видно, что основные налоговые поступления идут в федеральный бюджет, и лишь небольшая часть, в региональный бюджет. Связано с тем, что в федеральный бюджет входят такие налоги как: водный налог, налог на добавленную стоимость, взносы во внебюджетные фонды и налог на прибыль, а в региональный бюджет только налог на имущество.

## 5.4 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) Объема инвестиций;
- с) Объём сбыта.

Изменение  $PI$  в зависимости от изменения ставки налогов, представлен на рисунке 5.4.

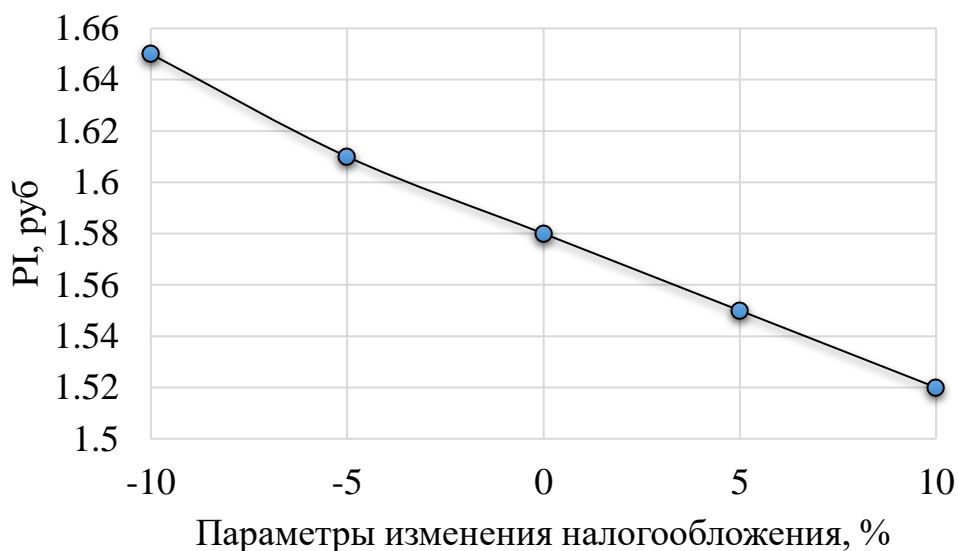


Рисунок 5.4 – Изменение  $PI$  в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Из значений графика можно сделать заключение что, при увеличении ставки налогов, уменьшается величина  $PI$ . Это объясняется тем, что при увеличении процента ставки налогов, сумма, изымаемая из прибыли, увеличивается на единицу процента, на которую была увеличена ставка.

Значение  $PI$  от в зависимости от изменения объёма инвестиций, представлен на рисунке 5.5.

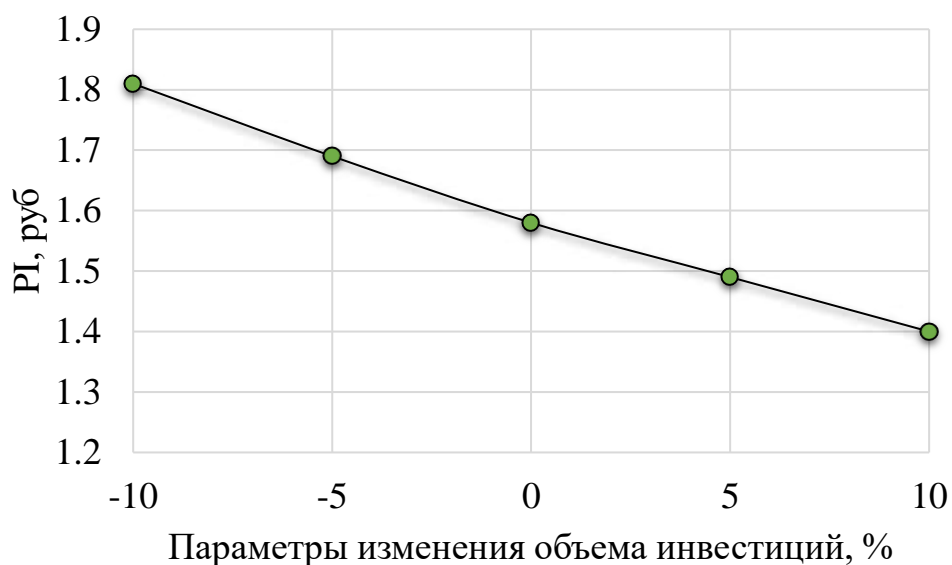


Рисунок 5.5 – Значение PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: Из значений графика можно сделать заключение что, при увеличении объема инвестиций, уменьшается величина PI. Это объясняется тем, что величины объём инвестиций и индекс прибыльности обратно пропорциональные между собой.

Значение PI в зависимости от изменения цены сбыта, представлен на рисунке 5.6.

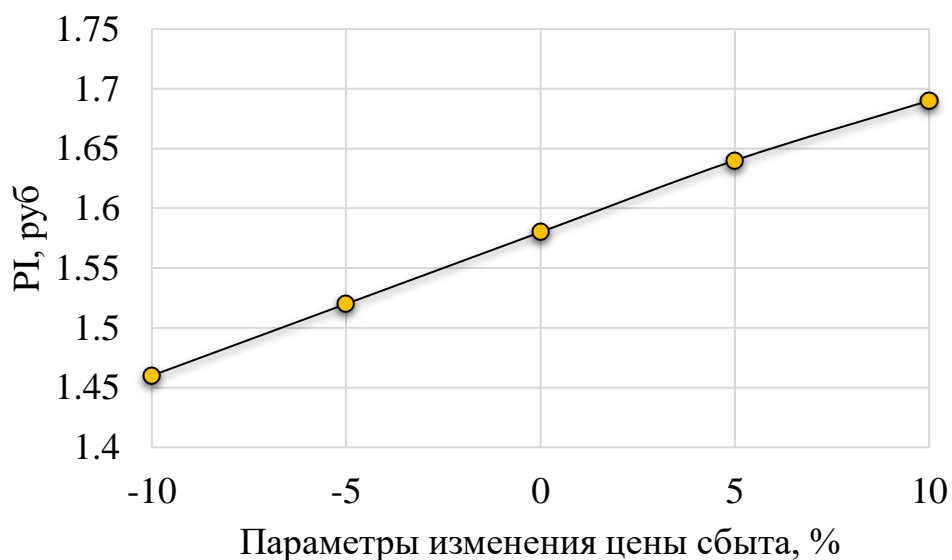


Рисунок 5.6 – Значение PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Из значений графика можно сделать заключение что, при увеличении цены сбыта, увеличивается величина PI. Как известно, изменение

цены на продукт или услугу влечет за собой изменение объема продаж. При этом продукт, который будет выпускать данное предприятие является электроэнергия. Это ходовой продукт, в котором потребность имеется всегда, поэтому чем больше спрос на данный вид продукции, тем больше будет увеличиваться прибыль предприятия.

Значение  $PI$  в зависимости от изменения ставки дисконтирования, представлен на рисунке 5.7.

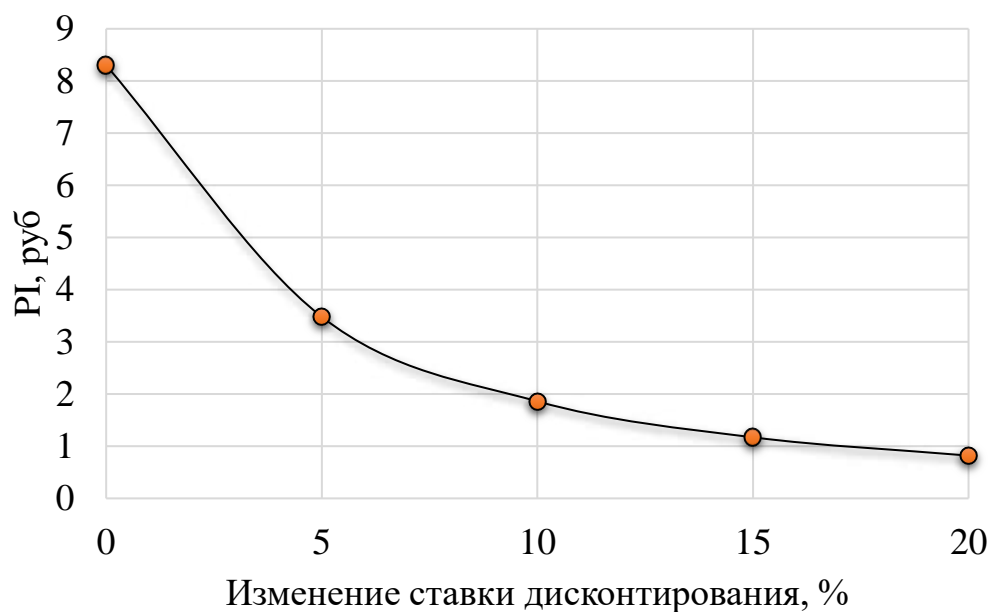


Рисунок 5.7 – Значение  $PI$  в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Из значений графика можно сделать заключение что, при увеличении ставки дисконтирования, уменьшается величина  $PI$ . Это объясняется тем, если ставка дисконтирования больше, то стоимость доходов меньше.



## 6 Охрана окружающей среды

### 6.1 Общие сведения о районе строительства

Терекский створ Фимского гидроузла размещён в 33 км от г. Владикавказ, представлен на рисунок 6.1.



Рисунок 6.1 – Река Терек на карте

#### Климат в районе проектируемой Фимской ГЭС

Климат в районе строительства Фимского гидроузла умеренно-континентальный с теплым влажным летом и умеренно зима малоснежная.

#### Характеристика климатических условий:

- Температура воздуха среднегодовая  $+1,3^{\circ}\text{C}$ .
- Средняя температура самого теплого месяца – июля  $+17,7^{\circ}\text{C}$ .
- Абсолютный максимум температуры  $+37,2^{\circ}\text{C}$ .
- Средняя температура самого холодного месяца – января  $-11^{\circ}\text{C}$ .
- Абсолютный минимум температуры  $-28^{\circ}\text{C}$ .
- Расчетная температура района строительства -  $28^{\circ}\text{C}$ . (СП 131.13330.2018 «Строительная климатология» для г. Владикавказ, Республика Северная Осетия - Алания)

## Гидрологические данные

1. Терек — река на Северном Кавказе, впадает в Аграханский залив и Каспийское море.
2. Длина реки 623 км, площадь бассейна — 43,2 тыс. км<sup>2</sup>. Берёт начало на склоне Главного Кавказского хребта в Трусовском ущелье, из ледника горы Зилга-Хох. Носит характер горной реки.
3. Средний годовой расход воды у города Владикавказ 34 м<sup>3</sup>/с, в устье — около 305 м<sup>3</sup>/с. Объём стока 13,6 км<sup>3</sup>/год. Наиболее многоводный месяц — июль (до 430 м<sup>3</sup>/с). В феврале водоносность реки резко уменьшается (до 34 м<sup>3</sup>/с).
4. Скорость течения реки составляет в среднем 1,4–2 м/сек. Питание реки смешанное.

## Прочие характеристики района строительства ГЭС

В соответствии с картой сейсмического районирования Российской Федерации створ Фимской ГЭС расположен в пределах зоны, характеризующейся сейсмической интенсивностью в 7-8 баллов. СП 14.13330. Приложение А. С учетом скального основания расчетная сейсмичность для гидротехнических сооружений составит 7 баллов.

Транспортная инфраструктура: имеется автомобильная дорога, ж/д дорога и аэропорт.

Население Владикавказа по данным статистики на 2020 г. составляет 303 597 человек.

Топографическая карта района, представлена на рисунке 6.2.

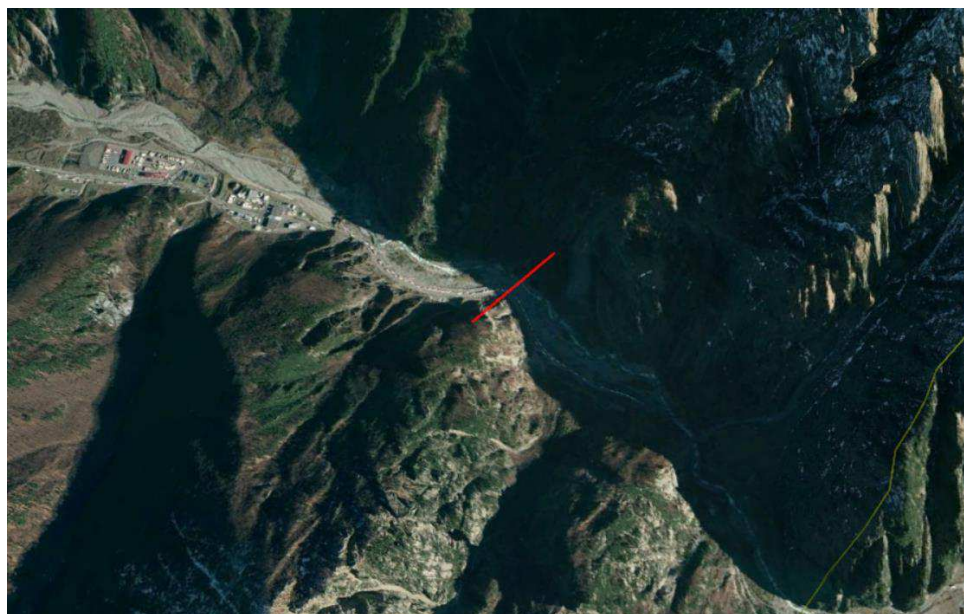


Рисунок 6.2 – Топографическая карта района

## 6.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Фимского ГУ выполняются следующие виды работ:

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

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

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

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Терек в нижнем бьефе Фимского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

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

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

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

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

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

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

### **6.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

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

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

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

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

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

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

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

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

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

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

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

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

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

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

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

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

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля

2 Санитарно-технические

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

#### **6.4 Отходы, образующиеся при строительстве**

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

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме.

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

При высоте плотины (165 м) и длинны по гребню (396 м), объем бетона составляет (3957930 м<sup>3</sup>)

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

где N- объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (3957930 м<sup>3</sup>);

q- удельный норматив образования, % (q =1,8%);  
ρ- плотность бетона, т/м<sup>3</sup> (ρ =2,5 т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{3957930 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 7124274 \text{ т.} \quad (6.2)$$

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

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

Удельный норматив образования отходов принимается 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (6.3)$$

где N- количество арматуры, т (550 т);

q- удельный норматив образования, % (q =1,0%);

ρ- удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> (ρ =2,0 т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{550 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 11 \text{ т.} \quad (6.4)$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 75866,4 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 11 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

## **6.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Фимского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

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

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 3 км от ГЭС находится населенный пункт – п. Нижний Ларс, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

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



## **7 Охрана труда и противопожарная безопасность**

### **7.1 Охрана труда и безопасность персонала Фимской ГЭС**

Охрана труда должна соблюдаться при эксплуатации ГЭС так и в период пуско-наладочных работ с подъемом напора на сооружения и пуском агрегатов под нагрузку. Мероприятия по обеспечению безопасности на гидросооружениях и оборудовании зависят от вида работ. Территория электростанции, акватории, помещения и рабочие места гидроцеха и машинного цеха должны обеспечивать безопасную работу обслуживающего и ремонтного персонала [23].

На территории должны постоянно поддерживаться в исправном состоянии мостовые вокруг зданий и сооружений, дороги и проезды, тротуары, водосточные трубы и лотки. Через кюветы, нагорные канавы или траншеи, пересекающие проезжие дороги, должны устраиваться мосты с перилами.

При срабатывании водохранилища для целей осмотра или ремонта сооружений, население, живущее ниже плотины, заблаговременно оповещается о предстоящем повышении уровня воды, а водные станции выше плотины прекращают передвижение лодок и паромов.

Промывка наносов из бассейнов-и водоемов земснарядами должна выполняться с соблюдением правил безопасности при эксплуатации средств гидромеханизации. Галереи водоприемника, заваленные наносами, прочищаются только со стороны ВБ. Включение механизмов главных затворов плотины на спуск производится только после того, как дежурный лично убедится в отводе всех лиц из угрожающих зон.

Водолазные работы на ГЭС выполняются по специальным нарядам и техническим заданиям. В документации должны быть указаны производства работ по механизации водолазного труда и мероприятия по его оздоровлению.

Осмотр и ремонт деривационных каналов должен быть организован так, чтобы исключить падение людей в воду. Доступ персонала в опорожненную камеру отстойника возможен после того, как дежурный по сооружению проверит и убедится в плотности закрытия затвора и отключении подачи тока к электродвигателям.

Эксплуатация турбинных трубопроводов предусматривает осмотр и ремонт их при отключенной и обесточенной автоматической защите от разрыва трубопроводов. На весь период ремонта трубопроводов дисковые и шаровые затворы у напорного бассейна или уравнильных резервуаров должны быть закрыты, а затворы у турбин—открыты.

Осмотр и ремонт механизмов затворов гидротехнических сооружений разрешается только после принятия мер по предотвращению случайного включения их в работу. При чистке и ремонте механизмов должны быть приняты меры против самостоятельного перемещения движущихся частей как в результате случайного включения источника энергии, питающего машину или механизм, так и под действием собственного веса этих частей.

## **7.2 В области охраны труда и противопожарной безопасности Фимской ГЭС**

### **7.2.1 Опасные и вредные производственные факторы в здании ГЭС**

К опасным производственным факторам относят факторы, воздействие которых на работающего приводит к травме; к вредным — факторы, которые приводят к заболеванию [24].

Опасные и вредные производственные факторы подразделяются на следующие группы: физические, химические, биологические и психофизиологические.

На энергетических предприятиях, так же, как и на других промышленных предприятиях, имеются опасные и вредные производственные факторы.

Наиболее характерные из них такие:

- электрическое напряжение;
- повышенная напряженность электрического поля;
- расположение рабочего места на высоте;
- возможность образования взрывоопасной ситуации.

Повышенная и пониженная относительная влажность бывает в турбинной шахте ГЭС, в кабельных туннелях электроцехов, потернах, турбинном цехе, зоне вспомогательного оборудования. Имеются вредные вещества в виде пыли, газа и жидкостей.

К биологическим факторам относятся микроорганизмы (бактерии, вирусы и др.), встречающиеся в почве и в воде. Неблагоприятное воздействие биологических факторов проявляется в том, что, воздействуя на организм человека, они могут вызывать болезни. Для предупреждения вредного воздействия микроорганизмов к работам, при которых необходимо соприкосновение с почвой и водой (местами возможного обитания микроорганизмов), предъявляются особые требования [25].

Длительная работа, связанная с воздействием вредных производственных факторов, может привести к отклонениям в состоянии здоровья и даже к профессиональным заболеваниям.

Основными неблагоприятными моментами, определяющими различные заболевания на энергетических предприятиях, являются:

- шум;
- неблагоприятный микроклимат;
- запыленность воздуха;
- высокое нервное и физическое напряжение.

## **7.2.2 Требования пожарной безопасности к содержанию территории, здания и помещений ГЭС.**

Территория предприятия должна постоянно содержаться в чистоте и систематически очищаться от отходов производства, мусора, опавших листьев, сухой травы и тополиного пуха. Промасленные обтирочные материалы и другие пожароопасные отходы должны храниться на специально отведенных местах в закрываемых металлических ящиках.

Ко всем зданиям и сооружениям должен быть обеспечен свободный доступ. Не допускается загромождать проезды и подъезды к зданиям, сооружениям и пожарным водоисточникам, а также подступы к пожарному инвентарю и оборудованию. В противопожарных разрывах между зданиями не допускается хранение горючих материалов, оборудования и инвентаря, упаковочной тары, строительство и размещение временных зданий и сооружений, а также стоянка транспорта. Запрещается стоянка транспорта и техники вплотную к стенам зданий и сооружений. Горючие отходы в мусороприемниках и контейнерах, а также тара из-под лакокрасочных материалов должны храниться на специальных площадках, расположенных на расстоянии не менее 20 м от зданий и сооружений. Тара из-под горючих жидкостей должна быть плотно закрытой.

Дороги и проезды на территории объекта необходимо содержать в исправном состоянии, своевременно ремонтировать, а в зимнее время очищать от снега.

Закрытие проездов и участков дорог допускается только с разрешения руководителя предприятия, при условии наличия объездных путей. Руководитель уведомляет в письменной форме или телефонограммой пожарную службу о закрытии проездов и участков дорог.

На период закрытия проездов и участков дорог должны быть установлены указатели направления объезда или устроены переезды через ремонтируемые участки.

Сточные каналы, лотки и кабельные траншеи на территориях должны очищаться от горючего мусора, пролитых горючих жидкостей и закрываться плитами из негорючих материалов.

На объектах, связанных с хранением и применением горючих жидкостей, сеть промышленной канализации должна быть обеспечена исправными гидравлическими затворами.

На территории запрещается разведение костров, выжигание сухой травы и сжигание мусора в местах, не согласованных со службой военизированной охраны.

Не допускается изменять функциональное назначение и производить перепланировку производственных, административных, складских и вспомогательных помещений без согласования в установленном порядке проектно-сметной документацией с органами пожарного надзора.

Закрывание на замок дверей эвакуационных выходов во время работы запрещается. Допускается применение внутренних легко открывающихся замков (без ключей).

Запрещается загромождать различными предметами и оборудованием проходы, выходы, коридоры, тамбуры и лестницы

Пути эвакуации должны быть свободными. На путях эвакуации запрещается отделка и облицовка стен, потолков сгораемыми материалами. Покрытия полов на путях эвакуации должны быть надежно закреплены.

Наружные эвакуационные лестницы, ограждения безопасности и устройства защиты от молний на крышах зданий должны содержаться в исправном состоянии и очищаться от снега и наледи.

В производственных, административных, складских и вспомогательных помещениях на видных местах должны быть вывешены инструкции о мерах пожарной безопасности, а также планы эвакуации работающих и материальных ценностей.

У входа в производственные и складские помещения и внутри этих помещений должны быть вывешены знаки безопасности согласно действующим стандартам, а также таблички с указанием категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности и их классов по ПУЭ.

Системы противопожарной защиты зданий должны быть постоянно в работоспособном состоянии.

Для помещений производственных и складских зданий должны быть установлены предельно допустимые нормы одновременно используемых и хранимых горючих веществ, и материалов, места их размещения.

Технологическое оборудование при нормальных режимах работы должно быть пожаробезопасным. Режимы эксплуатации и обслуживания оборудования должны соответствовать паспортным данным, нормам технологического проектирования и требованиям технологического процесса.

Не допускается оставлять на рабочих местах сгораемые отходы производства, легковоспламеняющиеся, горючие жидкости (ЛВЖ и ГЖ) и использованные обтирочные материалы после окончания смены. При круглосуточном режиме работы периодичность уборки рабочих мест должна определяться приказом (инструкцией), но не реже 1 раза в сутки.

Не использованные в течение рабочей смены ЛВЖ и ГЖ должны сдаваться в цеховые кладовые или храниться в металлических ящиках (шкафах). Использованные обтирочные материалы необходимо убирать в металлические ящики с плотно закрывающимися крышками и по окончании смены удалять из производственных помещений.

Промасленная спецодежда должна храниться в металлических шкафах, в специально отведенных местах. Для проветривания дверцы шкафов должны иметь отверстия в верхней или нижней части.

Курение на территории объекта, в производственных, вспомогательных и административных зданиях допускается только в специально отведенных (по

согласованию с пожарной службой) местах, определенных приказом руководителя и оборудованных урнами и емкостями с водой. Места для курения должны быть обеспечены знаком в соответствии с требованиями действующего стандарта.

В подвальных помещениях и цокольных этажах производственных и административных зданий запрещается применение и хранение взрывчатых веществ, баллонов с газами под давлением, ЛВЖ и ГЖ, целлулоида, киноплёнки, пластмасс и других материалов, имеющих повышенную пожарную опасность.

Запрещается в чердачных и технических помещениях, а также технических этажах и подпольях хранение материальных ценностей.

Чердачные помещения, а также технические этажи и подвалы должны быть постоянно закрыты на замок. На дверях чердачных помещений и технических этажей должны быть надписи о месте хранения ключей. Окна чердачных помещений и технических этажей должны быть остеклены и закрыты.

У входов в подвалы, технические этажи, чердаки должны быть вывешены схемы их планировок.

Конструктивные решения противопожарных преград должны соответствовать проектной документации, утвержденной в установленном порядке.

Проверка состояния противопожарных преград должна проводиться ежегодно, при этом необходимо проверять исправность и герметичность противопожарных дверей, окон, ворот, люков, клапанов, тамбур-шлюзов; наличие зазоров и нарушений герметичности в узлах, стыках и местах пересечения преград различными коммуникациями; наличие и исправность автоматических устройств, предотвращающих распространение огня и продуктов горения по каналам, шахтам и трубопроводам в случае пожара.

Обнаруженные неисправности должны немедленно устраняться.

Во взрывопожароопасных и пожароопасных помещениях, на оборудовании, представляющем опасность взрыва или воспламенения веществ, должны быть вывешены знаки, запрещающие использование открытого огня, а также предупреждающие о наличии воспламеняющихся и взрывчатых веществ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.026.

Таким образом, при наличии транспортного цеха, располагающего технологическим подвижным составом и в связи с рекомендацией на приобретение подвижного состава необходимо:

- подготовить площадку для размещения транспортных средств с оборудованием средств для подогрева автомобилей, облегчающих пуск двигателей в холодное время года;
- разработать план расстановки автотехники на территории с соблюдением проезда для пожарной техники;

- на площадке выполнить разметку несмываемой краской определяющую место установки автомобилей и соответствующие проезды;
- выполнить обустройство дополнительных ворот для аварийного выезда автотехники.

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему

трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

### **7.3 Правила по обеспечению безопасности персонала и имущества станции**

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на проектируемой Фимской ГЭС, будут предусмотрены специальные меры. Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

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

- 1) Вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- 2) Регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- 3) Проведение противопожарных тренировок;
- 4) Повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- 5) Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

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

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Фимской ГЭС предусмотрена система автоматического пенного пожаротушения (АППТ).

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

## **8 Проведение планового капитального ремонта гидротурбинного оборудования**

### **8.1 Краткие сведения о ремонте оборудования**

Надежная работа гидроагрегата, помимо правильной эксплуатации, во многом определяется качеством ремонта. Своевременное планово-предупредительных ремонтов позволяет сократить сроки капитальных ремонтов и обеспечивает безаварийную эксплуатацию [26].

На гидроэлектростанциях выполняют:

- Периодический осмотр – его целью является контроль действия отдельных механизмов, проверка состояния малодоступных узлов гидроагрегата, подвергающихся наибольшему износу. Периодические осмотры проводят, когда гидроагрегат находится в резерве. При осмотрах разрешается лишь незначительная разборка агрегата.
- Текущий ремонт – цель ремонта, предупреждение неожиданных остановок агрегата из-за чрезмерного износа отдельных деталей, расстройств регулировок механизмов и автоматических устройств. Агрегат не разбирают, а лишь устраняют дефекты, обнаруженные при периодических осмотрах.
- Капитальный ремонт – устранение крупных дефектов оборудования и восстановление его до состояния, близкого к первоначальному. При капитальном ремонте разбирают важные механизмы и узлы.
- Капитальный ремонт в увеличенном объеме со специализированными видами работ – проводится в плановом порядке для ликвидации крупных дефектов, возникших в работе оборудования, в результате физического износа или при старении. Целью ремонта является восстановление всех механизмов до нормального состояния, а в случае модернизации агрегата – улучшение технических показателей. Чаще всего при таком ремонте разбирают весь агрегат и вынимают ротор, а также разбирают и тщательно ремонтируют вспомогательное оборудование.
- Аварийно-восстановительный (внеплановый) ремонт – относится к внеплановым ремонтам и призван устранить дефекты, возникшие при аварии, или ликвидировать ненормальности в работе, которые могут привести к аварии.

### **8.2 Периодичность ремонтов**

Износоустойчивость элементов гидротурбинного оборудования зависит от ряда факторов: качества материалов и особенностей конструкции, скорости воды и степени насыщенности ее наносами, качества эксплуатации и т. д. Ввиду этого, периоды между ремонтами должны устанавливаться с учетом степени



интенсивности износа деталей каждого типа турбин в отдельности таким образом, чтобы до ремонта износ не снижал надежности работы оборудования [27].

При составлении норм периодичности осмотров, ревизий и ремонтов следует иметь в виду следующее:

- необходимо избегать частой разборки хорошо работающих механизмов без особой надобности, так как всякая разборка и последующая сборка механизмов вредно отражаются на их состоянии;
- периоды между ремонтами, предусматривающими разборку механизмов, должны быть возможно удлинены и должны соответствовать технической необходимости, определяемой износом частей, опытом работы аналогичного оборудования и наличием каких-либо отрицательных показателей в работе оборудования;
- следует всемерно избегать полной разборки, особенно таких узлов оборудования, как подпятник, колонка управления регулятора, направляющий аппарат.

Таким образом периодичность ремонтов следовало бы устанавливать с учетом особенностей данной гидростанции, потребностей энергосистемы и в пределах технической потребности ремонта каждого типа турбины в отдельности.

Периодичность капитальных ремонтов в увеличенном объеме устанавливается в зависимости от степени износа основных частей турбины и необходимости реконструкции или модернизации некоторых ее элементов.

Вне зависимости от этого, в течение первых пяти лет эксплуатации должна быть произведена капитальная (полная) ревизия, сопровождаемая демонтажем агрегата и разборкой всех механизмов, и производством капитального ремонта.

### **8.3 Организация ремонтных работ**

Ремонтный цикл состоит из трех основных элементов:

1. подготовка к ремонту;
2. производство ремонта;
3. испытание оборудования после ремонта.

Подготовка к ремонту обычно ведется в следующей последовательности:

- выявляется объем ремонтных работ; для этого на основе имеющихся данных (предыдущего ремонта, результатов периодических осмотров,

специальных обследований и испытаний, записей в журналах о дефектах оборудования, технических и опытных норм на износ частей) составляется ведомость объема работ;

- заготавливаются бланки необходимых формуляров, инструменты, материалы, запасное оборудование, такелажные средства, специальные приспособления и запасные части по заранее подготовленным спискам и заявкам;

- составляется технологический график ремонта и испытания агрегата; составляется календарный (сетевой) график с указанием трудо-часов и учетом ведения параллельного ремонта узлов и коэффициента сменности; в результате выявляется необходимое количество ремонтного персонала по профессиям и квалификации; график согласуется с энергосистемой.

К началу работ должны быть подготовлены рабочие места, ремонтные площадки и кладовые в непосредственной близости к ремонтному объекту. Такая всесторонняя тщательная подготовка обеспечивает минимальную длительность и высокое качество ремонтных работ [28].

Производство ремонта осуществляется в следующей последовательности:

- Непосредственно перед ремонтом проверяется действие отдельных механизмов и турбины в целом на различных режимах: фиксируются исходные данные относительного расположения деталей и узлов маркировкой, замерами и реперами, замеряются зазоры в лабиринтах и в подшипниках. После этого разбираются механизмы и узлы, подлежащие осмотру. Полученные данные уточняют и дополняют объем ремонтных работ.

- После указанной проверки производится разборка механизмов, чистка, ремонт, сборка, установка и центровка их на месте. Ремонтный персонал обычно состоит из следующих бригад: турбинной, регуляторной, генераторной, трубопроводной, по вспомогательному оборудованию и такелажной.

Кроме основных бригад, по мере надобности, в ремонте участвуют: электро- и газосварщики, плотники (для сооружения лесов, настилов, стеллажей), электромонтеры (для подключения и отключения электропроводки к механизмам агрегата, временного освещения, электроинструментов), компрессорщики, обеспечивающие сжатым воздухом пневматические инструменты, токари, фрезеровщики и др.

Испытание оборудования после ремонта производится по специальной программе, которая предусматривает опробование и испытание отдельных механизмов, подвергшихся ремонту и разборке, и испытание агрегата в целом.

Объем испытаний устанавливается в зависимости от типа ремонта.

После ознакомления с основными моментами подготовительной работы, следует непосредственно сам капитальный ремонт гидротурбинного оборудования. В котором больше всех задействован машинный зал, структура которого представлена на рисунке 8.1.

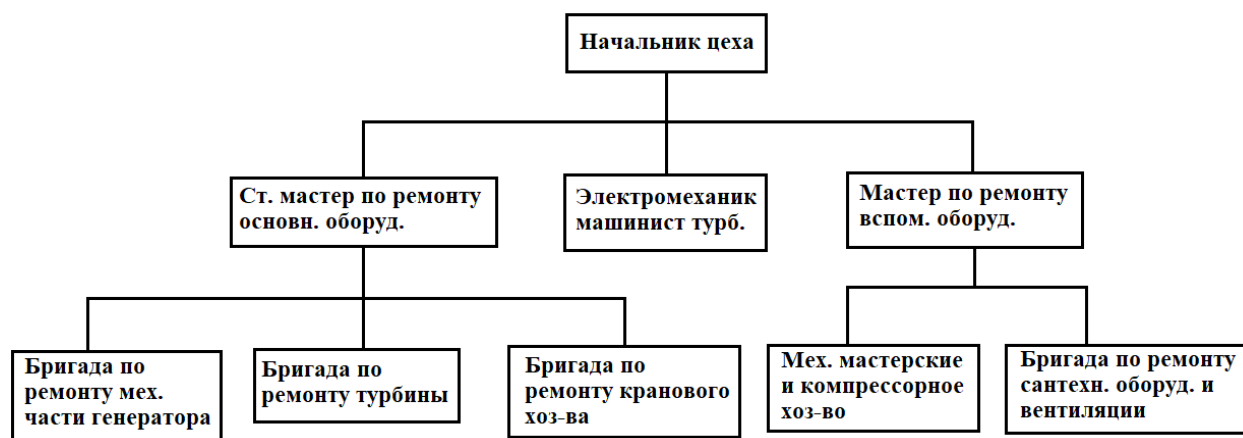


Рисунок 8.1 – Структура машинного зала на примере КВГЭС

#### 8.4 Построение сетевого графика ремонта гидроагрегата

В настоящее время наиболее совершенным методом построения производственных процессов является сетевой график, который отражает не только цели и состав комплекса ремонтных работ, но и порядок их выполнения.

Организация работы с использованием сетевых графиков включает планирование работ, и анализ его с целью выявления резервов времени и материальных ресурсов, а затем - контроль за его выполнением [29].

В процессе выполнения программы возможно появление всевозможных задержек в выполнении тех или иных работ, требующих перераспределения ресурсов и корректировки графика на остаток программы.

Для построения сетевого графика необходимо составить перечень работ по капитальному ремонту. Данный документ способствует более быстрой и маневренной работе персонала на время капитального ремонта, ведомость представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 Перечень работ по капитальному ремонту

Наименование узлов агрегата, вспомогательного оборудования	Планируемые работы
Подготовительные работы перед проведением капитального ремонта	Ознакомление ремонтного персонала. Подготовка такелажных приспособлений для разборки и сборки агрегата, такелажа для строповки

Продолжение таблицы 8.1

Наименование узлов агрегата, вспомогательного оборудования	Планируемые работы
Подготовительные работы перед проведением капитального ремонта	Подготовка монтажной площадки к проведению работ, снятие давления, монтаж лесов, демонтаж перекрытий
Подготовительные работы перед проведением полноценного капитального ремонта	Проведение всех видов испытаний, проверок, согласно утвержденным программам с замером показателей технического состояния агрегата до вывода в ремонт, определение неисправностей оборудования
МНУ	Снятие давления и слив масла с МНУ. Очистка, промывка и проверка сливного бака, котла МНУ, маслопроводов.
ЭГР	Проверка натяжки и целостности тросика и роликов обратной связи, главного золотника, проведение ревизии внутри колонки ЭГР
Система ТВС	Разбор системы ТВС и трубопроводов, чистка, дефектоскопия крепежных элементов и уплотнений
Система пожаротушения	Проверка работоспособности насосов, температурных датчиков
	Осмотр распылителей, демонтаж трубопроводов
Вал – надставка	Демонтаж надставки вала, строповка, перемещение к месту размещения
	Внешний осмотр, проверка состояния, выявление и устранение дефектов, изготовление прокладок, стопорных шайб
Генератор	Демонтаж трубопроводов маслосборной ванны, креплений генераторного подшипника. Выемка ГП и установка на монтажной площадке
	Демонтаж крестовины, выемка ротора генератора и установка на монтажной площадке

Продолжение таблицы 8.1

Наименование узлов агрегата, вспомогательного оборудования	Планируемые работы
	Ремонт ротора, подклиновка обмотки, дефектоскопия крепежных элементов
Генератор	Чистка, покраска статора, осмотр трубопроводов и ремонт (при необходимости)
Система торможения	Демонтаж тормозных домкратов, размещение на монтажной площадке, проверка износа колодок трения, манжетных уплотнений (замена при необходимости)
	Гидроиспытание домкратов, устранение течей
Подпятник	Демонтаж трубопроводов и маслоохладителей подпятника, диагностика дефектов, обмеры посадочных мест
Подпятник	Демонтаж опоры подпятника и зеркало подпятника
	Изготовление и замена резиновых прокладок охладителей. Гидроиспытания охладителей, выявление и устранение дефектов трубок. Замена охладителей при необходимости.
	Определение зазоров, очистка, проверка состояния ЭМП – сегментов. Демонтаж трубопроводов. Проверка опор сегментов
Вал	Разборка уплотнений вала турбины, проверка состояния уплотнения вала, устранение выявленных дефектов, чистка
	Выемка, осмотр рубашки вала
	Изготовление и замена изношенных уплотняющих элементов, дефектация крепежа

Продолжение таблицы 8.1

Наименование узлов агрегата, вспомогательного оборудования	Планируемые работы
Направляющий аппарат	Проверка состояния верхнего и нижнего кольца Н.А., лопаток Н.А., и их уплотнений, ограничителей открытия
Направляющий аппарат	Демонтаж регулирующего кольца. Рассоединение тяг регулирующего кольца с сервомоторами, демонтаж кинематики Н.А.
	Транспортировка сервомоторов к месту размещения. Разборка, ремонт, замена дефектных деталей, сборка. Ремонт стопора
	Демонтаж лопаток Н.А. и транспортировка на площадку для последующей обработки
	Осмотр элементов на предмет кавитационных повреждений, трещин, забоин. Замена дефектных участков
	Восстановление форм лопаток Н.А. путем шлифования и наплавки
Направляющий аппарат	Замена уплотнений лопаток Н.А. по результатам дефектоскопии
Крышка турбины	Выемка крышки турбины и установка на монтажной площадке
	Дефектоскопия и отбраковка крепежа
	Замена уплотнительной резины по верхнему кольцу Н.А. Демонтаж и монтаж подшипниковых втулок лопаток Н.А.
	Очистка стаканов подшипников от ржавчины нижнего кольца Н.А.
Рабочее колесо	Демонтаж Р.К., перемещение и установка на монтажной площадке
	Осмотр конуса Р.К., проверка пустот, лопастей Р.К.
	Дефектоскопия лопастей Р.К. и крепежных элементов, сварных и болтовых соединений

Продолжение таблицы 8.1

Наименование узлов агрегата, вспомогательного оборудования	Планируемые работы
Рабочее колесо	Заварка и зачистка выявленных дефектов, устранение кавитации
Шахта турбины	Внешний осмотр облицовки шахты турбины, очистка от грязи, зачистка мест от сварки, дефектация крепления
	Ремонт облицовки отсасывающей трубы (при необходимости)

### 8.5 Монтажная площадка

Для дальнейшего проведения капитального ремонта необходимо правильно организованная и подготовленная монтажная площадка.

Монтажная площадка предназначается для сборки устанавливаемого на станции оборудования в период строительства или проведения ремонтных работ. На монтажной площадке в большинстве случаев производятся также работы по сборке, ревизии механизмов и отдельных частей агрегата [30].

Масса оборудования, устанавливаемого на монтажной площадке, может достигать нескольких сотен и тысяч тонн. Наиболее тяжелым является ротор генератора, и в месте его установки перекрытие выполняется усиленным.

Монтажная площадка обслуживается краном машинного зала.

Длина монтажной площадки определяются исходя из значений (1,3...1,5), чтобы агрегатные блоки не были сильно обжаты берем максимальное значение:

$$L=1,5l_{\text{агр.бл}}, \quad (8.1)$$

$$L=1,5 \cdot l_{\text{агр.бл}}=1,5 \cdot 15=22,5 \text{ м}, \quad (8.2)$$

где  $l_{\text{агр.бл}}$  – длина агрегатного блока

При определении длины монтажной площадки необходимо учитывать, что зона действия крюков крана (особенно главного крюка) не охватывает всю ее площадь. Со стороны торцевой стены монтажной площадки также остается полоса, не обслуживаемая краном из-за его значительной ширины (от 3 до 7 — 8 м). При наличии в здании станции спаренных кранов, работающих с траверсой, ширина этой полосы увеличивается.

Для более удобного проведения капитального ремонта, принимаем следующие значения, приведенные в таблице 8.2.:

Таблица 8.2 Ширина полосы не обслуживаемости крана

Тип	Значение, м
Основной кран	5,4
Вспомогательный кран	3,0

Список частей гидроагрегата располагаемые на монтажной площадке:

1. Вал – надставка;
2. Верхняя крестовина;
3. Ротор с валом генератора на специальной площадке;
4. Зеркало подпятника (пята);
5. Перекрытие шахты;
6. Опора подпятника;
7. Верхнее регулирующее кольцо направляющего аппарата;
8. Сервомоторы и лопатки Н.А. размещаются на специальных площадках;
9. Направляющий подшипник;
10. Крышка турбины;
11. Вал турбины;
12. Рабочее колесо.

### 8.6 Вывод в ремонт и проведение ремонта оборудования

Началом ремонта гидроагрегатов и трансформаторов считается время отключения генератора (трансформатора) от сети.

При выводе основного оборудования в ремонт из резерва началом ремонта считается время, указанное диспетчером СО РДУ в разрешении на заявку о выводе оборудования в ремонт.

Началом ремонта вспомогательного оборудования, ремонтируемого отдельно от основного и общестанционного оборудования, считается время вывода в ремонт, установленное начальником смены электростанции.

Если установка выведена в ремонт досрочно или с опозданием против срока, указанного в утвержденном годовом плане ремонта, то плановая продолжительность ремонта сохраняется, а время окончания ремонта соответственно переносится, что должно быть отражено в оперативной заявке.

Изменение сроков проведения ремонта согласовывается с СО ОДУ.

Вывод в ремонт установки производится при наличии утвержденной заявки с разрешения диспетчера по программе, утвержденной главным инженером электростанции. Программа должна предусматривать:

- проведение эксплуатационных испытаний по специальной программе, утвержденной в установленном порядке.



- испытания должны быть проведены не ранее чем за месяц и не позднее чем за 5 дней до вывода в ремонт.
- результаты испытаний заносятся в ведомости основных параметров технического состояния установок;
- уборку установки снаружи (площадки обслуживания, наружная поверхность оборудования, трубопроводов, мусора, удаление с рабочих мест постороннего оборудования, материалов);
- уборка должна быть выполнена не позднее чем за 2 дня до останова;

После останова оборудования на ремонт персонал электростанции:

- производит все отключения, обеспечивающие безопасные условия производства работ.
- отключения производятся согласно программе и графику, утвержденным главным инженером электростанции. В графике указываются лица, ответственные за отключение, и время исполнения.

При выполнении операций по отключению персонал электростанции обеспечивает возможность начала ремонтных работ на узлах и системах установки в сроки, предусмотренные сетевым графиком ремонта:

- выдает общий наряд-допуск на ремонт оборудования;
- устанавливает режим работы подразделений обеспечения (компрессорных, кислородных станций, складов, лабораторий и т. п.), а также грузоподъемных и транспортных средств (кранов, лифтов и др.) в соответствии с графиком ремонта.

С начала производства ремонтных работ на оборудовании руководители работ предприятий и организаций, участвующих в ремонте, обеспечивают:

- своевременную выдачу бригадам производственных заданий;
- выполнение исполнителями ремонта требований НТД и рабочей конструкторской документации заводов-изготовителей, а также соблюдение технологической дисциплины;
- контроль качества выполняемых ремонтных работ;
- соблюдение производственной и трудовой дисциплины своим персоналом;
- внедрение прогрессивных форм организации и стимулирования труда;
- стабильность и достаточную квалификацию ремонтного персонала.

Ремонтные предприятия и организации отвечают за сроки окончания и качество ремонтных работ, технологическую, производственную и трудовую дисциплины, а также за соблюдение правил техники безопасности и пожарной безопасности своим персоналом, ведут учет трудовых и материальных ресурсов в пределах обязательств, принятых по договору.

Ответственные представители электростанции:

- участвуют в проведении входного контроля применяемых при ремонте материалов и запасных частей;
- участвуют в дефектации оборудования. Как правило, дефектация основных узлов оборудования должна быть завершена в первой трети срока ремонта для выявления необходимости проведения дополнительных объемов работ; - определяют по результатам дефектации необходимость выполнения запланированных и дополнительных объемов ремонтных работ. При этом составляется ведомость дополнительных работ по ремонту и протокол исключения работ;
- оформляют исполнительные документы дефектации оборудования;
- решают вопросы, связанные с возникшей необходимостью замены некоторых материалов для ремонта, и составляют акт об использовании материалов-заместителей;
- по завершении ремонта составляют ведомость выполненных работ по ремонту;
- принимают предъявляемое к сдаче отремонтированное оборудование и контролируют его опробование.

Испытание отдельных видов оборудования, систем и механизмов в процессе ремонта до предъявления приемочной комиссии проводится в соответствии с действующими инструкциями по эксплуатации, ППБ и ПТБ под непосредственным руководством ответственного представителя цеха, в ведении которого находится опробуемое оборудование, при участии исполнителей ремонта установки.

По результатам испытаний оборудования составляются протоколы, в том числе на гидравлические испытания, закрытие цилиндров и другие скрытые работы, а также составляются другие документы, перечень которых устанавливается электростанцией по согласованию с исполнителями ремонта:

- решают возникающие в ходе ремонта технические и организационные вопросы;
- координируют работу с подразделениями электростанции и ремонтными предприятиями;

- в порядке, установленном главным инженером электростанции, информируют о ходе ремонтных работ.

Электростанция в течение всего ремонта обеспечивает:

- оперативность и должный уровень компетенции при решении всех организационно-технических вопросов, возникающих в процессе ремонта с привлечением при необходимости специализированных организаций и заводоизготовителей;
- контроль и учет использования финансовых затрат на ремонт по всем направлениям деятельности, включая и созданные резервы;
- четкую работу столовых и других пунктов питания и снабжения питьевой водой, душевых, гардеробных, пунктов стирки и ремонта спецодежды;
- совместно с предприятиями и организациями, участвующими в ремонте, четкую организацию обеспечения производственных бригад материалами и запасными частями, а рабочих мест — сжатым воздухом, электроэнергией, кислородом, ацетиленом, природным газом, технической водой и др.

Руководители работ предприятий и организаций, участвующих в ремонте, совместно с представителями электростанций:

- осуществляют входной контроль качества применяемых материалов и запасных частей;
- проводят оперативный контроль качества выполняемых ремонтных работ;
- контролируют соответствие отремонтированных составных частей и деталей требованиям НТД и конструкторской документации;
- проверяют соблюдение технологической дисциплины (выполнение требований технологической документации, качества применяемых оснастки, приспособлений и инструмента);
- обеспечивают в сроки, предусмотренные графиком ремонта, окончание дефектации узлов и деталей оборудования;
- по результатам дефектации с учетом предусмотренных эксплуатационных испытаний определяют объем дополнительных ремонтных работ по устранению обнаруженных дефектов.

Электростанция совместно с предприятиями и организациями-исполнителями ремонта рассматривает объем дополнительных ремонтных работ, возможность и сроки их выполнения, обеспеченность необходимыми финансовыми, материальными и трудовыми ресурсами и принимает решение о

возможности выполнения дополнительных работ в плановый срок или о необходимости оформления материалов на продление срока ремонта.

В случаях, когда выявленные дефекты по объективным условиям не могут быть устранены в процессе ремонта в полном объеме в соответствии с требованиями ремонтной технологической и конструкторской документации, электростанция совместно с исполнителями работ обязана принять решение о сроке и порядке их устранения.

## **8.7 Прием оборудования в эксплуатацию после ремонта**

Приемку установок из капитального, среднего или текущего ремонта производит комиссия, возглавляемая главным инженером электростанции. В состав комиссии включаются:

- заместители главного инженера по эксплуатации и ремонту;
- общий руководитель ремонта установок;
- начальники цехов, в ведении которых находятся ремонтируемые установки;
- руководители ремонтных работ предприятий, участвующих в ремонте;
- инженер-инспектор по эксплуатации;
- инспектор по охране труда и техники безопасности;
- представители ОППР (отдел планирования проведения ремонтов).

Допускается включать в состав комиссии руководителей групп (цехов) наладки, лабораторий.

В состав комиссии может входить представитель управляющей (генерирующей) компании.

Приемку оборудования, входящего в состав установок, из ремонта производят комиссии, возглавляемые начальниками эксплуатационных цехов.

В состав каждой комиссии включаются:

- начальник эксплуатационного цеха;
- представители от электростанций;
- руководитель ремонтных работ по установке.

Персональный состав всех приемочных комиссий должен быть установлен приказом по электростанции.

Приемочные комиссии осуществляют:

- контроль документации, составленной перед ремонтом, в процессе ремонта и после ремонта и отражающей техническое состояние оборудования и качество выполненных ремонтных работ;
- предварительную оценку качества отремонтированных установок и их оборудования и оценку качества выполненных ремонтных работ;
- уточнение технического состояния установок и оборудования поданным эксплуатации в течение месяца после включения под нагрузку, а также по данным послеремонтных испытаний;
- окончательную оценку качества отремонтированных установок и их оборудования и оценку качества выполненных ремонтных работ.

Документация предъявляется приемочной комиссии не позднее, чем за двое суток до окончания ремонта. Ее конкретный перечень должен быть утвержден главным инженером электростанции.

Если в период пуска и опробования выявлены нарушения в работе оборудования или не учтены особенности пуска и опробования, оговоренные руководителями работ, то они имеют право потребовать изменить режим пуска и опробования или потребовать произвести останов установки.

При возникновении в процессе приемо-сдаточных испытаний нарушений нормальной работы отдельных составных частей оборудования (систем), при которых не требуется немедленный останов, вопрос о продолжении приемо-сдаточных испытаний решается в зависимости от характера нарушений главным инженером электростанции по согласованию с исполнителем ремонта.

Если приемо-сдаточные испытания оборудования под нагрузкой прерывались для устранения дефектов, то временем окончания ремонта считается время последней в процессе испытания постановки под нагрузку.

Приемка из ремонта составных частей основного оборудования и оборудования, входящего в установку, оформляется актом.

Акт утверждается главным инженером электростанции или другим лицом, назначенным приказом по электростанции.

Акт составляется на приемку из ремонта одного вида или марки оборудования, на группу отдельных видов оборудования, входящих в установку, или различных составных частей основного оборудования, ремонтируемых одним ремонтным предприятием, его подразделением или подразделением электростанции.

К акту по приемке оборудования, входящего в установку, должны быть приложены протоколы, справки, ведомости и другие документы, составленные совместно заказчиком и исполнителем ремонта и отражающие:

- перечень выполненных плановых работ;
- перечень работ, выполненных сверх запланированных объемов;

- перечень невыполненных работ, предусмотренных согласованной ведомостью планируемых работ, и причины их невыполнения;
- перечень отраслевых предписаний, циркуляров и др., а также информационных сообщений заводов-изготовителей, требования которых выполнены в процессе ремонта;
- выполненные работы по модернизации оборудования;
- перечень работ, выполненных с отклонениями от установленных требований, причины отклонений и др.

Эти сведения должны быть указаны в документах по согласованному решению заказчика и исполнителя ремонта.

Акт на приемку оборудования является основным отчетным документом исполнителя ремонта за выполненный им объем ремонтных работ по оборудованию установки.

### **8.8 Оценка качества ремонта оборудования и ремонтных работ**

Контроль и оценка качества ремонта являются необходимым условием обеспечения необходимого уровня качества отремонтированного оборудования электростанций.

Оценка качества ремонта оборудования электростанций производится:

- по показателям качества отремонтированного оборудования;
- по степени выполнения требований нормативной и технической документации на ремонт к составным частям, узлам, деталям и оборудованию в целом в процессе ремонта, определяющих качество отремонтированного оборудования.

В данном разделе приведена методика оценки качества ремонта для различных видов оборудования электростанций, которая базируется на единой методологии, согласно которой методика оценки качества ремонта конкретного вида оборудования электростанций включает две составляющие:

- методы сравнения показателей качества отремонтированного оборудования;
- методы оценки выполнения требований нормативной и технической документации на ремонт к составным частям, узлам, деталям и оборудованию в целом в процессе ремонта для восстановления физических и функциональных свойств оборудования.

Оценка качества отремонтированного оборудования характеризует техническое состояние оборудования после ремонта и его соответствие требованиям нормативной и технической документации.

Оценка качества выполненных ремонтных работ характеризует организационно-техническую деятельность каждой из организаций, участвующих в ремонте.

За качество выполненных ремонтных работ организации может быть присвоена одна из следующих оценок:

- отлично;
- хорошо;
- удовлетворительно;
- неудовлетворительно.

Оценку «отлично» присваивают при выполнении всех основных и дополнительных требований.

Оценку «хорошо» присваивают при выполнении всех основных и частичном выполнении (не менее 50 %) дополнительных требований.

Оценку «удовлетворительно» присваивают при выполнении всех основных и частичном выполнении (менее 50 %) дополнительных требований.

Оценку «неудовлетворительно» присваивают при невыполнении одного или более из основных требований.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены основные элементы и параметры Фимской ГЭС на реке Терек. Фимский гидроузел размещён в 33 км от г. Владикавказ.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Фимской ГЭС. Установленная мощность составила 1422 МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 1650,00 м. Полезный объем составляет 4,55 км<sup>3</sup>. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 3,55 млрд. кВт·ч.

При выборе основного и вспомогательного оборудования 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  $H_{\max} = 145,50$  м;

расчетный  $H_{\text{расч}} = 132,00$  м;

минимальный  $H_{\min} = 104,60$  м.

При выборе турбин рассматривалось несколько вариантов с разными диаметрами. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с шестью гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 5,3 м (PO170a-B-530).

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения, но так как нужного генератора не нашлось, пришлось провести расчёт, благодаря которому была рассчитана вся необходимая информация по размерам генератора, а также его составляющих.

Для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин был подобран серийный гидрогенератор ВГС-991/165-40 с номинальной активной мощностью 281,77 МВт.

По номограмме для турбины PO170a-B, определили тип маслонапорной установки: МНУ 10/1-40-12,5-2. Также по справочнику был выбран электрогидравлический регулятор типа ЭГР-100-4.

Далее был проведен расчет и выбор элементов направляющего аппарата. Было определено количество лопаток  $z_0 = 24$ , профиля лопаток (симметричный). Также были определены размеры основных элементов кинематики НА:

$L_n = 712$  мм;

$L_c = 563$  мм.

Был произведен ручной расчет нагрузок, построение 3D модели лопатки НА с верхним, средним и нижним подшипниками.

В соответствии с действующим законодательство рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:



срок окупаемости – 14,2 года;  
себестоимость электроэнергии – 2,38 руб/кВт·ч.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Подред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
2. СНиП 2.06.04 –82\* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)/Госстрой России. –М.: ФГУП ЦПП, 2004. –46с.
3. СТО 06.02.76-2011 Гидроэлектростанции. Охрана окружающей среды. Оценка воздействия на окружающую среду. Методические указания.
4. СТО РусГидро 05.02.061-2011 Гидроэлектростанции. Организация системы надзора за безопасностью гидротехнических сооружений в гидрогенерирующих компаниях. Нормы и требования.
5. СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» - Введ. 1 июля 1985 г. – 85 УТВЕРЖДЕНО Заместителем Главного государственного врача СССР В.Е. Ковшило.
6. Гидроэнергетические установки/ Под ред. Д. С. Щавелева. Л.: Энергоиздат, 1981.
7. СТО РусГидро 01.02.85-2013 Гидроэнергетическое строительство. Календарно-сетевое планирование проектов сооружения объектов гидроэнергетики. Нормы и требования.
8. Памятка слесаря по монтажу гидросилового оборудования: Учебник для гидроэнергетических и энергостроительных техникумов, под редакцией А.Н. Гончаров, 1986 – 117 с.
9. Методические указания по построению комплексного сетевого графика ремонта гидроагрегата [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200045555>.
10. Гидроэнергетическое оборудование гидроэлектростанций и его монтаж: Учебник для гидроэнергетических и энергостроительных техникумов, издание третье, под редакцией А.Н. Гончаров, 1978 – 312 с.
11. ГОСТ Р 55260.4.1-2013 Гидроэлектростанции. Часть 4-1. Технологическая часть гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций. Общие технические требования.
12. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Подред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
13. Ор Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ Сост.

А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ. -Саяногорск, 2005.114с.

14. Орахелашвили, Б.М. Гидромашины: методические указания по курсовому проектированию / Б.М. Орахелашвили. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2011. – 28 с.

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

16. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие – Л: Москва Энергоатомиздат 1988.

17. 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.

18. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования.

19. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затева.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.- 12 с.

20. Использование водной энергии. Часть 1. Водно – энергетические расчеты режимов ГЭС/ сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. -106стр.

21. Сайт системного оператора единой энергетической системы <http://so-ups.ru>.

22. Производство гидротехнических работ (учебник) под общей редакцией Чуракова А.И.-М. стройиздат, 1985 -623 с.

23. Ковалев, Н. Н. Гидротурбины. Конструкции и вопросы проектирования.: Издательство «Машиностроение Ленинград»,1971. -287 с.

24. СНиП 2.06.04 –82\* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)/Госстрой России. –М.: ФГУП ЦПП, 2004. –46с.

25. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Подред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [идр.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.

26. Таблица предела прочности сталей [Электронный ресурс]. - <https://www.center-pss.ru/st/st165.htm>.

27. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Электронный ресурс]. – <http://energ2010.ru/Doc/Elektro/PTEES>.

28. Использование водной энергии. Часть 2. Водно – энергетические

расчеты режимов ГЭС/ сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. -106стр.

29. НиП 2.06.08-87 – Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

30. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАОЦПП, 2012. – 40 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Исходные данные. Водно-энергетический расчет

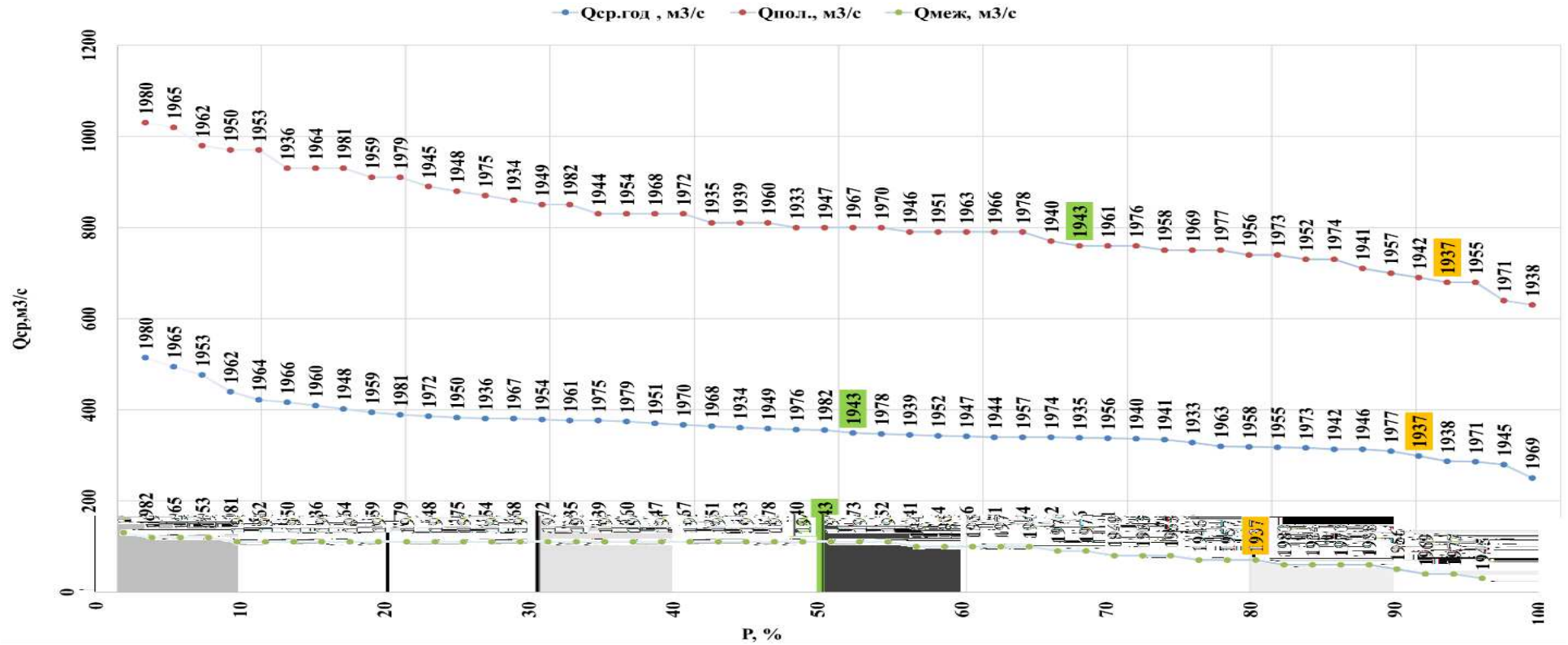


Рисунок А.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

Таблица А.1 – Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (не выполняется)

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

Таблица А.3 – Режим работы, проектируемой ГЭС в средневодном году по мощностям

Таблица А.4 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Выбор основного и вспомогательного оборудования

Универсальная характеристика гидротурбины РО 170/803-В-43,55  
№ 2500 ЛМЗ

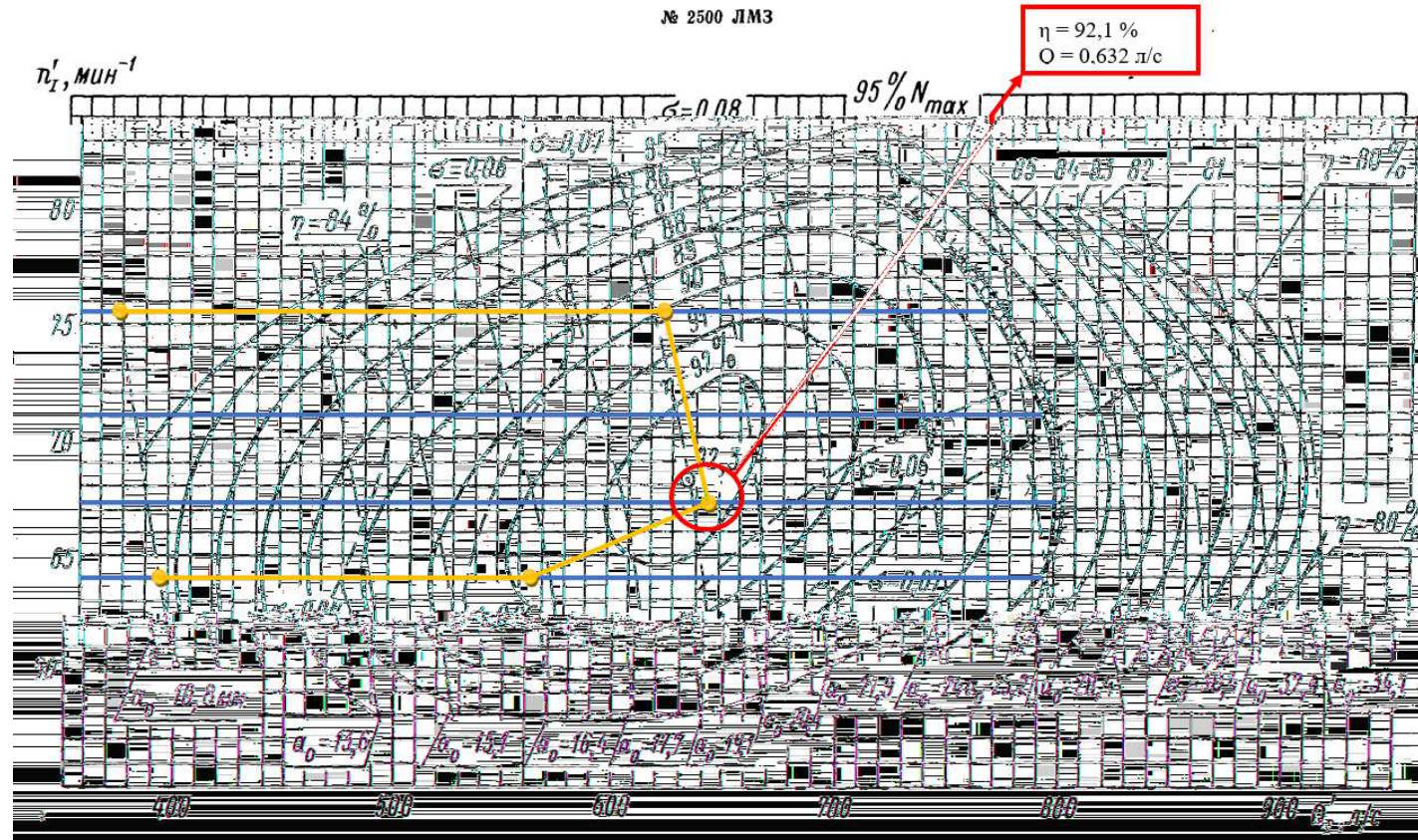


Рисунок Б.1 – Зона работы турбины РО170а-В-530



Таблица Б.1 – Расчет круглого сечения спиральной камеры

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\varphi$	$\frac{\varphi}{360}$	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$x = [6] + [3]$	$x^2 = [7]^2$	$p^2 = [8] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$p = \sqrt{[9]}$	$a = R_4 + [7]$	$R = [10] + [11]$
°	-	-	М	М	М <sup>-2</sup>	М	М <sup>2</sup>	М <sup>2</sup>	М	М	М
345	0,958	0,537	4,75	4,75	2,18	2,72	7,39	7,39	2,72	7,14	9,86
330	0,917	0,514	4,55	4,55	2,13	2,65	7,00	7,00	2,65	7,07	9,72
315	0,875	0,491	4,34	4,34	2,08	2,57	6,63	6,63	2,57	7,00	9,57
300	0,833	0,467	4,13	4,13	2,03	2,50	6,25	6,25	2,50	6,93	9,43
285	0,792	0,444	3,93	3,93	1,98	2,43	5,88	5,88	2,43	6,85	9,28
270	0,750	0,420	3,72	3,72	1,93	2,35	5,52	5,52	2,35	6,77	9,12
255	0,708	0,397	3,51	3,51	1,87	2,27	5,16	5,16	2,27	6,70	8,97
240	0,667	0,374	3,31	3,31	1,82	2,19	4,81	4,81	2,19	6,62	8,81
225	0,625	0,350	3,10	3,10	1,76	2,11	4,46	4,46	2,11	6,54	8,65
210	0,583	0,327	2,89	2,89	1,70	2,03	4,11	4,11	2,03	6,45	8,48
195	0,542	0,304	2,69	2,69	1,64	1,94	3,78	3,78	1,94	6,37	8,31
180	0,500	0,280	2,48	2,48	1,58	1,86	3,44	3,44	1,86	6,28	8,14
165	0,458	0,257	2,27	2,27	1,51	1,76	3,12	3,12	1,76	6,19	7,95

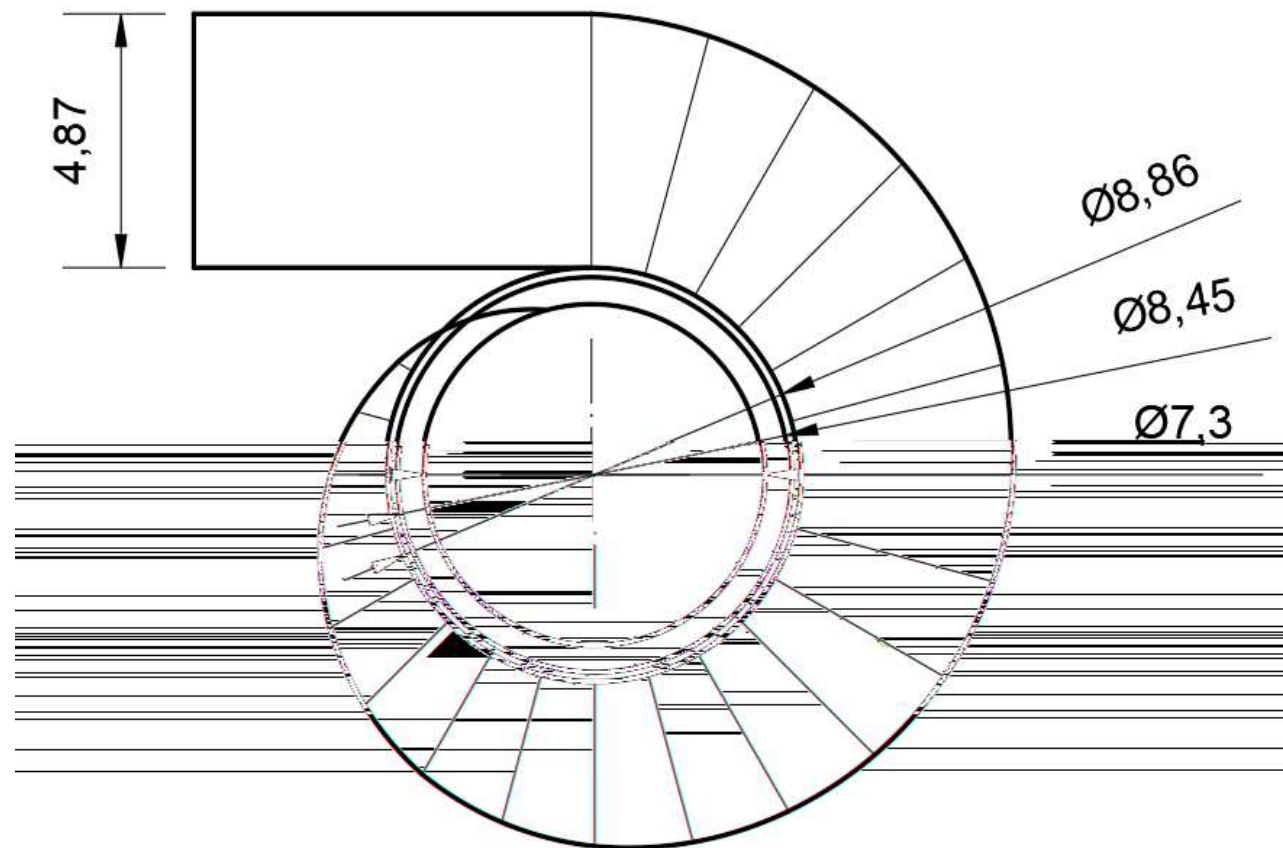


Рисунок Б.2 – Чертеж спиральной камеры турбины PO170a-B-530

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Расчет на прочность лопатки НА

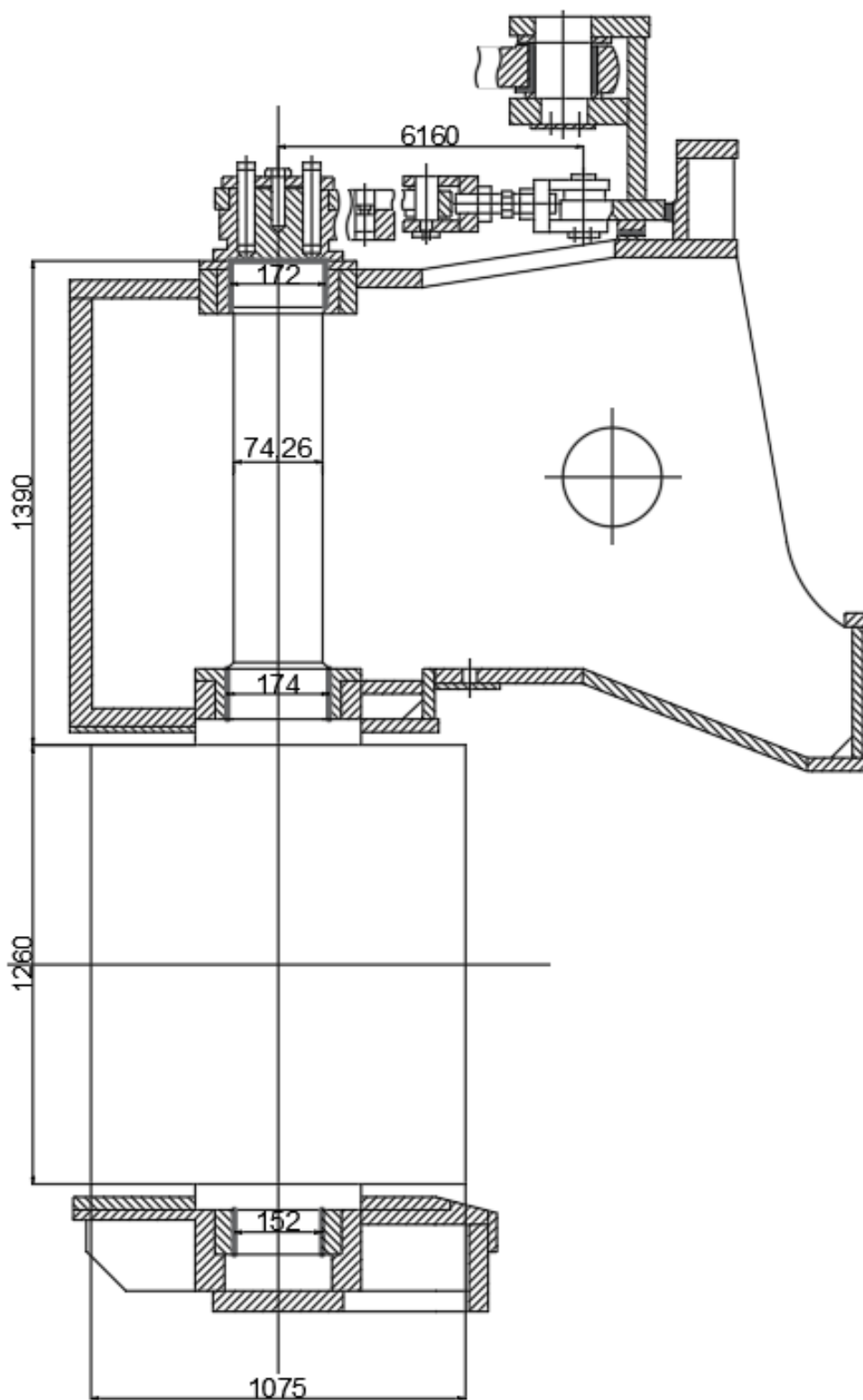


Рисунок В.1 – Разрез лопатки направляющего аппарата и механизма поворота

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

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Андрияс  
подпись                      инициалы, фамилия


« 02 » 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

15.03.02 – Технологические машины и оборудование  
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ФИМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТЕРЕК. ПРОВЕДЕНИЕ  
ПЛАНОВОГО КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ГИДРОТУРБИННОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ**

Руководитель

  
подпись, дата

Доцент кафедры  
ГГЭЭС Саяно-  
Шушенского филиала  
СФУ  
должность

В.И.Татарников  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата


П.В.Воронков  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Фимской ГЭС на реке Терек. Проведение планового капитального ремонта гидротурбинного оборудования».

Консультанты по разделам:

Консультант

  
подпись, дата А.А. Андрияс  
инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

  
подпись, дата Е.Ю. Затеева  
инициалы, фамилия


Основное и вспомогательное оборудование

  
подпись, дата А.В. Масленникова  
инициалы, фамилия

Расчет на прочность лопатки НА

  
подпись, дата Т.С. Глущенко  
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

  
подпись, дата В.Б. Затеев  
инициалы, фамилия


Охрана окружающей среды

  
подпись, дата В.А. Кадычegov  
инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

  
подпись, дата В.В. Лапасова  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

  
подпись, дата А.А. Чабанова  
инициалы, фамилия